



ARERA

Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente



RELAZIONE ANNUALE

ATTIVITÀ SVOLTA
2019

VOLUME 2

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

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

Volume 2 - Indice

Capitolo 1

Quadro normativo • Intersettoriale

pag. 15

Evoluzione della legislazione europea	»	16
• Il <i>Green Deal</i> europeo	»	16
• Normativa eurounitaria nei settori dell'energia	»	20
• Normativa eurounitaria nei settori dell'ambiente	»	23
Evoluzione della legislazione italiana	»	24

Capitolo 2

Rapporti istituzionali e accountability • Intersettoriale

» 35

Coordinamento internazionale	»	36
• Coordinamento tra i paesi membri dell'Unione europea e la Svizzera	»	36
• Rapporti e iniziative con paesi non appartenenti all'Unione europea	»	45
Rapporti con il Parlamento, il Governo e le altre istituzioni nazionali	»	51
• Segnalazioni	»	51
• Audizioni presso il Parlamento	»	54
• Pareri e proposte al Governo	»	67
• Rapporti con altre istituzioni ed enti	»	70
Accountability, trasparenza e anticorruzione	»	78
Quadro strategico 2019-2021	»	81
• Il processo di formazione del Quadro strategico, la consultazione e le audizioni periodiche	»	81
• Obiettivi strategici e principali linee di intervento	»	82

Capitolo 3

Regolazione nel settore dell'energia elettrica • Settoriale

» 85

Unbundling	»	86
• Regolazione dell' <i>unbundling</i>	»	86
Regolazione delle reti e del sistema elettrico	»	86
• Servizio di dispacciamento	»	86
• Servizio di trasporto e distribuzione	»	94
• Adeguatezza della capacità e sicurezza del sistema	»	97
• Monitoraggio dei mercati all'ingrosso	»	107
• Qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura	»	107
• Tariffe per la connessione e l'accesso alle infrastrutture	»	113
• Oneri generali di sistema	»	123

Regolamenti europei e Piani comunitari di sviluppo della rete	pag. 135
• Integrazione del mercato all'ingrosso e implementazione dei regolamenti europei	» 135
• Investimenti in nuove infrastrutture di rete e coerenza con i Piani di sviluppo comunitari	» 146
Tutela dell'ambiente e innovazione	» 147
• Fonti rinnovabili	» 147
• Progetti pilota e sperimentazioni	» 150

Capitolo 4

Regolazione nel settore del gas naturale • Settoriale	» 153
--	-------

Unbundling	» 154
• Regolazione dell' <i>unbundling</i>	» 154
• Certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto	» 154
Regolazione delle reti e del sistema del gas	» 155
• Servizi di bilanciamento	» 155
• Servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione	» 159
• Misure per la sicurezza del sistema	» 163
• Monitoraggio dei mercati all'ingrosso	» 163
• Qualità dei servizi di trasporto, distribuzione, stoccaggio e misura	» 166
• Tariffe per la connessione e l'accesso alle infrastrutture	» 171
Piano comunitario di sviluppo delle reti	» 184
• Investimenti nelle infrastrutture di rete e coerenza con il Piano di sviluppo comunitario	» 184
Gare per ambito di concessione del servizio di distribuzione	» 185

Capitolo 5

Regolazione nel servizio idrico • Settoriale	» 191
---	-------

Monitoraggio e governance degli assetti locali	» 192
Tariffe, qualità tecnica e investimenti	» 193
• Metodo tariffario per il terzo periodo regolatorio 2020-2023	» 193
• Aggiornamento della qualità tecnica	» 199
• <i>Unbundling</i> e trattamento del Fondo nuovi investimenti (FoNI)	» 201
• Piano nazionale degli interventi nel settore idrico	» 202
• Criteri e modalità di utilizzazione del Fondo di garanzia delle opere idriche	» 205
Regolazione dei rapporti tra operatori e utenti	» 208
• Morosità	» 208
• Aggiornamento della qualità contrattuale	» 210

Capitolo 6

Regolazione nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento • Settoriale

pag. 215

Condizioni di allacciamento e recesso	»	216
• Completamento della disciplina in materia di recesso	»	216
Qualità e trasparenza	»	218
• Qualità tecnica del servizio per il periodo regolatorio 1° luglio 2020-31 dicembre 2023	»	218
• Trasparenza del servizio per il periodo regolatorio 2020-2023	»	220
Regolazione del servizio di misura	»	222

Capitolo 7

Regolazione nel ciclo dei rifiuti urbani e assimilati • Settoriale

» 225

Monitoraggio e governance degli assetti locali	»	227
Tariffe	»	228
• Unificazione dei procedimenti di regolazione e monitoraggio delle tariffe	»	229
• Consultazione sui costi efficienti del servizio nel periodo 2018-2021	»	230
• Il nuovo metodo tariffario	»	232
Trasparenza e qualità del servizio	»	235
• Consultazione in materia di trasparenza	»	236
• Testo integrato in tema di trasparenza nel servizio di gestione dei rifiuti	»	239
• Raccolte dati in materia di qualità del servizio	»	240

Capitolo 8

Mercati retail • Intersettoriale

» 243

Servizi di tutela e di ultima istanza	»	244
• Mercato elettrico	»	244
• Mercato del gas	»	249
• L'assicurazione a favore dei clienti finali del servizio del gas	»	255
Strumenti a disposizione dei clienti finali	»	256
• Portale Offerte luce e gas	»	256
• Gruppi di acquisto	»	258
• Offerte PLACET	»	259
• Istituzione del Portale Consumi	»	261
• Azioni informative in vista del superamento delle tutele di prezzo	»	263
• Rafforzamento del Codice di condotta commerciale	»	264
Regolazione del mercato elettrico e del gas	»	265
• Disciplina del sistema indennitario	»	265
• Modifica alla regolazione del recesso per i grandi clienti	»	267

• Integrazioni in materia di fatturazione elettronica	pag. 268
• Interventi in tema di crediti non recuperabili relativi agli oneri generali di sistema	» 268
• Aggiornamento del Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica	» 269
• Tempi di risoluzione del contratto di dispacciamento e di trasporto	» 270
• Qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale	» 271
• <i>Smart meter 2G</i> : configurazione e funzionalità	» 272
• <i>Smart meter gas</i> : regolazione degli <i>output</i> della misura	» 272
Aggiornamento dei processi del Sistema informativo integrato	» 273
• Energia elettrica	» 273
• Gas	» 276
Meccanismo dei Titoli di efficienza energetica (TEE)	» 279
• Avvio del procedimento di revisione del contributo tariffario	» 279
• Ulteriori attività assegnate all'Autorità	» 279
Monitoraggio retail	» 280
Rapporto annuale sul trattamento dei reclami e la risoluzione delle controversie	» 282
Qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita: Rapporto annuale sui call center	» 284

Capitolo 9

Tutela dei consumatori • Intersettoriale » 291

Il sistema di tutele dei clienti e utenti finali	» 292
• Sportello per il consumatore energia e ambiente: l'informazione ai clienti e utenti finali	» 294
• Il Servizio conciliazione dell'Autorità	» 300
• Procedure speciali risolutive	» 306
• Elenco degli organismi ADR nei settori di competenza dell'Autorità	» 308
• Valutazione dei reclami nel settore dei servizi ambientali	» 314
• Iniziative a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: i bonus sociali	» 320
Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici	» 331
• Progetti finanziati mediante il Fondo sanzioni	» 332

Capitolo 10

Vigilanza e contenzioso • Intersettoriale » 335

Indagini, vigilanza, controllo e sanzioni	» 336
• Indagini, vigilanza e controllo	» 336
• Attuazione del REMIT	» 354
• Procedimenti sanzionatori e prescrittivi	» 355
Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati	» 362
• Settore elettrico	» 365
• Settore del gas	» 372
• Questioni procedurali	» 373
Contenzioso	» 374

Capitolo 11

**Attuazione della regolazione, comunicazione,
organizzazione e risorse** • Intersettoriale

pag. 387

Attività propedeutica alla regolazione e provvedimenti adottati nel 2019	» 388
• Attività di consultazione	» 388
• Provvedimenti adottati	» 391
Comunicazione	» 394
Organizzazione	» 405
Risorse umane	» 405
Gestione economico-finanziaria	» 407

Indice delle tavole

TAV. 2.1	Obiettivi del Quadro strategico 2019-2021	pag. 83
TAV. 3.1	Oneri generali	» 124
TAV. 3.2	Effetto energivori: agevolazioni agli energivori ed elemento A_{ESOS} (della componente A_{SOS}) a copertura delle medesime agevolazioni	» 125
TAV. 3.3	Distribuzione fissa/variabile (comprensiva di A_{ESOS} e di agevolazioni per gli energivori)	» 126
TAV. 3.4	Distribuzione fissa/variabile (tariffe per trasmissione, distribuzione e misura)	» 127
TAV. 3.5	Dettaglio degli oneri in capo al conto A3, in milioni di euro	» 130
TAV. 3.6	Agevolazioni per le imprese energivore di competenza negli anni 2014-2017 e contributo dei clienti non energivori alla raccolta della componente A_E	» 133
TAV. 3.7	Energia e punti di prelievo agevolati per le imprese energivore nel 2019	» 135
TAV. 3.8	Ammontare annuo di mancata contribuzione alla componente A_{SOS} nel 2019	» 135
TAV. 3.9	Codici di rete e linee guida previsti dal regolamento (CE) 714/2019	» 136
TAV. 3.10	Risultati degli obiettivi di <i>performance</i> per la riduzione della MPE nel biennio 2016-2017	» 150
TAV. 4.1	Stazioni appaltanti oggetto di verifica per scostamenti VIR-RAB maggiori del 10%	» 187
TAV. 8.1	Esiti della procedura concorsuale per l'individuazione dei FUI per i clienti finali di gas naturale per il periodo 1° ottobre 2019-30 settembre 2020	» 253
TAV. 8.2	Esiti della procedura concorsuale per l'individuazione degli FD_D per i clienti finali di gas naturale per il periodo 1° ottobre 2019-30 settembre 2020	» 254
TAV. 8.3	Numero di offerte PLACET presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2019, distinte per tipologia di cliente finale	» 260
TAV. 8.4	Incidenza, sul totale dei C^{MOR} applicati, dei clienti che, in seguito a ripetuti <i>switching</i> , hanno indotto più esercenti a richiedere l'indennizzo	» 266
TAV. 8.5	Standard generali di qualità dei <i>call center</i>	» 285
TAV. 9.1	Sistema di tutele: volumi in ingresso allo Sportello per i settori energia elettrica, gas e idrico (2019)	» 293
TAV. 9.2	Chiamate pervenute al <i>call center</i> dello Sportello (2019)	» 294
TAV. 9.3	Distribuzione chiamate pervenute al <i>call center</i> dello Sportello fra rete fissa e rete mobile (2019)	» 294
TAV. 9.4	Principali argomenti delle chiamate gestite dal <i>call center</i> dello Sportello (2019)	» 295
TAV. 9.5	Livelli di servizio per il <i>call center</i> dello Sportello (2019)	» 296
TAV. 9.6	Risultati della rilevazione "Mettiamoci la faccia" per il <i>call center</i> dello Sportello (2019)	» 296
TAV. 9.7	Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali informative (2019)	» 299
TAV. 9.8	Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali risolutive (2019)	» 307
TAV. 9.9	Organismi iscritti nell'Elenco ADR dell'Autorità al 31 dicembre 2019	» 308
TAV. 9.10	Organismi ADR: percentuale di domande ammesse su domande ricevute per settore (2019)	» 312
TAV. 9.11	Argomenti e sub-argomenti relativi ai reclami trasmessi allo Sportello per il settore idrico (2019)	» 315
TAV. 9.12	Clienti titolari di bonus elettrico e gas (anni 2015-2019)	» 322
TAV. 9.13	Ripartizione delle famiglie beneficiarie del bonus per area geografica (anno 2019)	» 323
TAV. 9.14	Nuclei per numerosità familiare con agevolazione bonus elettrico per disagio economico in corso (anni 2015-2019)	» 324

TAV. 9.15	Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico, calcolati in €/anno per punto di prelievo (anni 2015-2019)	pag. 326
TAV. 9.16	Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio fisico, calcolato in €/anno per punto di prelievo (anni 2018-2019)	» 327
TAV. 9.17	Ripartizione percentuale per fasce dei bonus per disagio fisico (anni 2018-2019)	» 327
TAV. 9.18	Famiglie con agevolazione bonus gas per disagio economico in corso (anni 2015-2019)	» 328
TAV. 9.19	Ripartizione dei bonus per tipologia di utilizzo del gas (anni 2015-2019)	» 329
TAV. 9.20	Ammontare del bonus gas per i clienti in stato di disagio economico, in €/anno per punto di riconsegna (anno 2019)	» 329
TAV. 9.21	Domande di bonus idrico non ammesse dal sistema	» 330
TAV. 9.22	Ripartizione delle famiglie beneficiarie del bonus idrico per area geografica (anno 2019)	» 330
TAV. 9.23	Ripartizione per livello di ISEE delle domande di bonus idrico ammesse (anno 2019)	» 331
TAV. 10.1	Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2015-2019 – Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo	» 338
TAV. 10.2	Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2015-2019	» 339
TAV. 10.3	Verifiche ispettive nei confronti di imprese regolate in materia di impegni di cui all'art. 45 del decreto legislativo n. 93/2011 (gennaio-febbraio 2019)	» 340
TAV. 10.4	Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti la vendita di energia elettrica e/o di gas naturale in materia di fatturazione ai clienti finali (gennaio-novembre 2019)	» 341
TAV. 10.5	Verifiche ispettive in materia di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione nei confronti di imprese operanti nelle attività di vendita di energia elettrica ai clienti liberi e ai clienti in maggior tutela (aprile-giugno 2019)	» 342
TAV. 10.6	Verifiche ispettive in materia di contabilità regolatoria e di investimenti dichiarati dalle imprese di distribuzione di energia elettrica ai fini dell'approvazione delle tariffe di riferimento per gli anni 2012 e successivi (marzo 2019)	» 343
TAV. 10.7	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio (luglio-ottobre 2019)	» 344
TAV. 10.8	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica di minori dimensioni in materia di continuità del servizio (giugno-dicembre 2019)	» 345
TAV. 10.9	Verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio (novembre 2019)	» 345
TAV. 10.10	Controlli tecnici nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di qualità del gas (gennaio-dicembre 2019)	» 347
TAV. 10.11	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio (febbraio-maggio 2019)	» 347
TAV. 10.12	Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento (gennaio-dicembre 2019)	» 348
TAV. 10.13	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas naturale, in materia di regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento (<i>settlement gas</i>) (dicembre 2019)	» 349
TAV. 10.14	Verifiche ispettive nei confronti di produttori di energia elettrica, in materia di adeguamento degli impianti di produzione connessi in media tensione (settembre-dicembre 2019)	» 350
TAV. 10.15	Verifiche ispettive nei confronti di gestori del servizio idrico integrato (gennaio-dicembre 2019)	» 351
TAV. 10.16	Macro-aree e materie delle delibere adottate a seguito degli atti in materia di impegni assunti nel 2019	» 358
TAV. 10.17	Esiti del contenzioso dal 1997 al 2019	» 375
TAV. 10.18	Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2019	» 375

TAV. 10.19	Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2019 (dati disponibili al 31 dicembre 2019)	pag. 376
TAV. 11.1	Documenti per la consultazione adottati nel 2019 (gennaio-dicembre)	» 389
TAV. 11.2	Andamento mensile della produzione provvedimentoale per l'anno 2019	» 392
TAV. 11.3	Provvedimenti dell'Autorità adottati negli anni 2018 e 2019, suddivisi per macro-aree di intervento	» 392
TAV. 11.4	Personale di ruolo dell'Autorità al 31 dicembre 2019	» 405
TAV. 11.5	Composizione del personale al 31 dicembre 2019 per tipo di contratto e qualifica	» 405
TAV. 11.6	Retribuzione annua lorda (in euro) per carriera e grado al 31 dicembre 2018	» 406
TAV. 11.7	Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto (in milioni di euro, al netto delle partite di giro)	» 407

Indice delle figure

FIG. 3.1	Stato di implementazione delle previsioni di codici di rete e linee guida in Italia	pag. 137
FIG. 3.2	Schema di approvazione delle metodologie europee o regionali	» 138
FIG. 6.1	Durata delle clausole limitative del recesso in funzione della tipologia di utenti (residenziali – res / non residenziali – nres e taglia)	» 217
FIG. 8.1	Offerte presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2019, distinte per <i>commodity</i>	» 257
FIG. 8.2	Offerte presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2019, distinte per tipologia di cliente finale, <i>commodity</i> e tipologia di prezzo	» 258
FIG. 8.3	Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario nel settore elettrico	» 266
FIG. 8.4	Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario nel settore del gas	» 267
FIG. 8.5	Livello di servizio – Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I semestre 2019)	» 286
FIG. 8.6	Tempo medio di attesa – Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I semestre 2019)	» 287
FIG. 8.7	Indice di soddisfazione – Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (II semestre 2008-2019)	» 287
FIG. 9.1	Focus sui principali argomenti del canale “bonus” relativamente alle chiamate gestite dal <i>call center</i> dello Sportello (2019)	» 295
FIG. 9.2	Principali argomenti per le richieste di informazioni semplici gestite dallo Sportello – settori energetici (2019)	» 297
FIG. 9.3	Principali argomenti per le richieste di informazioni semplici gestite allo Sportello – settore idrico (2019)	» 297
FIG. 9.4	Richieste di attivazione di procedure speciali informative ricevute dallo Sportello (2019)	» 298
FIG. 9.5	Indice regionale di domande ricevute dal Servizio conciliazione (2019)	» 300
FIG. 9.6	Domande ricevute dal Servizio conciliazione per settore (2019)	» 301
FIG. 9.7	Domande ricevute dal Servizio conciliazione per attivante (2019)	» 302
FIG. 9.8	Domande ricevute dal Servizio conciliazione per tipologia di cliente o utente finale (2019)	» 302
FIG. 9.9	Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione nei settori energetici (2019)	» 303
FIG. 9.10	Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione nel settore idrico (2019)	» 303
FIG. 9.11	Andamento delle domande presentate al Servizio conciliazione (2019)	» 304
FIG. 9.12	Esiti delle procedure concluse presso il Servizio conciliazione (2019)	» 305
FIG. 9.13	Risultati della <i>customer satisfaction</i> per il Servizio conciliazione (2019)	» 306
FIG. 9.14	Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive ricevute dallo Sportello (2019)	» 307
FIG. 9.15	Organismi ADR: domande ricevute per settore (2019)	» 311
FIG. 9.16	Organismi ADR: principali argomenti oggetto delle controversie nei settori energetici (2019)	» 311
FIG. 9.17	Organismi ADR: principali argomenti oggetto delle controversie nel settore idrico (2019)	» 312
FIG. 9.18	Organismi ADR: principali motivi di inammissibilità della domanda (2019)	» 313
FIG. 9.19	Organismi ADR: distribuzione percentuale delle procedure concluse per settore (2019)	» 313
FIG. 9.20	Organismi ADR: esiti delle procedure concluse (2019)	» 314

FIG. 9.21	<i>Trend</i> relativo ai reclami gestiti dallo Sportello nel settore idrico (2019)	pag. 316
FIG. 9.22	Esito dell'attività di gestione dei reclami del settore idrico da parte dello Sportello (2019)	» 317
FIG. 9.23	Indice di reclusività per il settore idrico su base regionale (2019)	» 318
FIG. 9.24	Focus sui gestori del settore idrico – Carta dei servizi (2019)	» 319
FIG. 9.25	Domande di bonus elettrico ammesse alla compensazione: ripartizione percentuale per area geografica (2019)	» 323
FIG. 9.26	Domande di bonus gas ammesse alla compensazione: ripartizione percentuale per area geografica (2019)	» 324
FIG. 9.27	Distribuzione dei livelli di ISEE dei nuclei familiari con agevolazione bonus elettrico per disagio economico in corso, in valori percentuali (anni 2015-2019)	» 325
FIG. 9.28	Distribuzione dei livelli di ISEE dei nuclei familiari con agevolazione bonus gas per disagio economico in corso, in valori percentuali (anni 2015-2019)	» 328
FIG. 9.29	Domande di bonus gas ammesse alla compensazione: ripartizione percentuale per area geografica (2019)	» 331
FIG. 10.1	Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità al 31 dicembre degli anni indicati	» 354
FIG. 10.2	Atti adottati in relazione all'attività sanzionatoria svolta nel 2019	» 355
FIG. 10.3	Ripartizione dei provvedimenti conclusivi dell'attività sanzionatoria svolta nel 2019	» 357
FIG. 10.4	Tipologie di delibere adottate a seguito degli atti in materia di impegni assunti nel 2019	» 358
FIG. 10.5	Reclami presentati dagli operatori gestiti dall'Autorità ai sensi della delibera 188/2012/E/com (giugno 2012-dicembre 2019)	» 364
FIG. 10.6	Reclami fra operatori gestiti dall'Autorità ai sensi della delibera 188/2012/E/com (focus sul 2019)	» 364
FIG. 11.1	Andamento dei provvedimenti adottati dall'Autorità nel 2019	» 391



CAPITOLO

1

**QUADRO
NORMATIVO**

INTERSETTORIALE

Evoluzione della legislazione europea

Il *Green Deal* europeo

L'11 dicembre 2019, la Commissione europea guidata dalla Presidente von der Leyen ha presentato il *Green Deal* per l'Unione europea con la comunicazione COM(2019) 640 final, che ne illustra i punti principali e presenta una tabella di marcia implementativa. Il *Green Deal* consiste in un insieme di iniziative politiche multisettoriali, che verranno implementate nei prossimi anni dalla Commissione, con l'obiettivo generale di rendere l'Europa entro il 2050 il primo continente neutrale dal punto di vista climatico, attraverso una cosiddetta transizione verde. A tale fine, il piano prevede di rivedere le misure legislative aventi impatto sui cambiamenti climatici e di introdurne di nuove per favorire la produzione di energia sostenibile, lo sviluppo di un'economia circolare, la decarbonizzazione dei trasporti, il rinnovamento degli edifici, la difesa della biodiversità e il raggiungimento di un'agricoltura sostenibile. Il *Green Deal* è uno dei punti principali del programma della nuova Commissione europea, insediata il 1° dicembre 2019, tanto da avere un vicepresidente esecutivo a esso dedicato, l'olandese Frans Timmermans. Tra il 2020 e il 2021, la Commissione prevede di presentare più di quaranta proposte di misure legislative. Il 13 dicembre 2019 il Consiglio europeo ha discusso la proposta della Commissione, che è stata approvata da tutti gli stati membri con l'eccezione della Polonia. È previsto che il Consiglio ridiscuta la proposta nella riunione di giugno 2020, con l'obiettivo di trovare l'unanimità anche alla luce delle proposte implementative presentate dalla Commissione nei primi mesi del 2020. Il Parlamento europeo, invece, il 15 gennaio 2020 ha votato con ampia maggioranza il *Green Deal*, raccomandando, tuttavia, un programma ancora più ambizioso in termini di obiettivi.

La novità del *Green Deal*, che in parte richiama e rafforza azioni già in corso e in parte ne inaugura di nuove, risiede nella sua organicità e nel riconoscimento della complessità e delle interazioni nell'azione a tutela dell'ambiente; in particolare, nel piano:

- si riconosce che tutti i settori dell'economia (non soltanto l'industria energetica, quindi) devono contribuire alla *carbon neutrality* e che l'efficacia dell'azione complessiva dipende dal coordinamento dei contributi di ciascun settore, inclusi quelli dell'acqua e dei rifiuti;
- si prende atto dello scenario globale nel quale si muove l'azione europea: l'Unione europea, infatti, può indicare la strada e puntare alla *leadership* mondiale della tutela ambientale, anche per promuovere un primato industriale che ne accentui la competitività; è opportuno, tuttavia, che gli obiettivi europei siano progressivamente condivisi dai paesi delle altre aree del mondo, ed è necessario che la pressione della normativa ambientale non determini la delocalizzazione della produzione europea, con effetti netti sull'ambiente addirittura globalmente dannosi;
- si insiste sul fatto che l'intero sistema economico deve adottare criteri di sostenibilità della produzione e degli investimenti; un ruolo centrale è ricoperto dalle istituzioni finanziarie e dalla mobilitazione di risorse economiche coerenti con le ambizioni.

Il Green Deal nel settore energetico e in quelli adiacenti

Per raggiungere la neutralità climatica nel 2050, il *Green Deal*, anche avvalendosi dei meccanismi dei Piani nazionali integrati per l'energia e il clima (PNIEC), si propone di ridefinire obiettivi climatici più ambiziosi di quelli del Pacchetto clima-energia al 2030 ed estende le aree di intervento a tutti i settori. Relativamente agli obiettivi, il 3 marzo 2020 la Commissione, con la comunicazione COM(2020) 80 final, ha avanzato la proposta di un nuovo regolamento che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica al 2050 e che modifica il regolamento (UE) 1999/2018 (legge europea sul clima). Entro l'estate del 2020, la Commissione presenterà un piano per innalzare l'obiettivo dell'UE di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per il 2030 al 50-55% (ora è del 40%) e, entro giugno 2021, riesaminerà tutti gli strumenti delle politiche in materia di clima (in particolare l'EU ETS – *EU Emissions Trading System* –, ovvero il mercato europeo della CO₂) proponendone una revisione, ove necessario. Di seguito sono presentate alcune delle misure che la Commissione intende promuovere.

Nel *Green Deal* la Commissione propone di rivedere la direttiva sulla tassazione dei prodotti energetici (direttiva 2003/96/CE), dando rilevanza agli aspetti ambientali, e di utilizzare le disposizioni dei Trattati che consentono al Parlamento europeo e al Consiglio di adottare proposte in questo settore mediante la procedura legislativa ordinaria con votazione a maggioranza qualificata anziché all'unanimità¹. Se nei paesi extra-EU dovessero persistere politiche climatiche con obiettivi molto più bassi di quelli europei, la Commissione proporrà, per determinati settori, un meccanismo di tassazione che tenga conto del *carbon footprint* dei prodotti importati, al fine di ridurre il rischio di rilocalizzazione delle emissioni di carbonio.

Verrà, inoltre, riesaminato il quadro normativo per le infrastrutture energetiche, compreso il regolamento TEN-E (regolamento (UE) 347/2013), per assicurare la coerenza con l'obiettivo della neutralità climatica. Il quadro rivisto dovrà promuovere la *sector integration*, la modernizzazione delle infrastrutture esistenti e la diffusione di tecnologie e infrastrutture innovative, quali le reti intelligenti, le reti a idrogeno, lo stoccaggio di energia e la cattura, lo stoccaggio e l'utilizzo del carbonio. In particolare, entro la metà del 2020, la Commissione presenterà misure atte a favorire la cosiddetta *smart sector integration*, per l'integrazione intelligente delle energie rinnovabili, l'efficienza energetica e altre soluzioni sostenibili in tutti i settori. Contestualmente si faciliterà la decarbonizzazione del settore del gas, migliorando il sostegno allo sviluppo di gas decarbonizzati e definendo misure per affrontare il problema delle emissioni di metano nelle infrastrutture di trasporto del gas. Nel 2020 la Commissione pubblicherà anche delle *guideline* per aiutare gli stati membri ad affrontare il problema della povertà energetica.

Con riferimento al settore industriale, nel marzo 2020, con la comunicazione COM(2020) 102 final, significativamente intitolata "Una nuova strategia industriale per l'Europa", la Commissione ha proposto una nuova strategia industriale per affrontare la duplice sfida delle transizioni verde e digitale. Particolare attenzione è rivolta al supporto alle piccole e medie imprese, sul quale la Commissione ha proposto una strategia specifica nella comunicazione COM(2020) 103 final dal titolo "Una strategia per le PMI per un'Europa sostenibile e digitale". Un settore considerato strategico è quello delle batterie, in considerazione del crescente mercato dei veicoli elettrici. La Commissione, oltre a continuare le attuali politiche di supporto, nel 2020 proporrà norme per garantire una produzione di batterie sicura e sostenibile.

¹ Finora la tassazione dei prodotti energetici è stata considerata come politica fiscale e, essendo questa di competenza degli stati membri, le istituzioni europee potevano approvare proposte legislative in campo fiscale solo con l'unanimità di tutti gli stati membri.

Nel settore edilizio, la Commissione, oltre ad applicare la normativa relativa alle misure per la prestazione energetica (da poco revisionata all'interno del Pacchetto clima-energia), si adopererà per rimuovere gli ostacoli normativi nazionali che frenano gli investimenti per l'efficienza energetica negli edifici in locazione e in multiproprietà.

Il Green Deal nei settori ambientali

Nel comparto dei servizi ambientali, il *Green Deal* prevede un piano d'azione per l'economia circolare che comprende:

- iniziative sui prodotti sostenibili, con particolare attenzione ai settori ad alta intensità di risorse come quelli tessile, dell'edilizia, dell'elettronica e delle materie plastiche;
- iniziative volte a stimolare i mercati guida per prodotti circolari e a impatto climatico zero nei settori industriali ad alta intensità energetica;
- una legislazione sulle batterie, a sostegno del piano d'azione strategico sulle batterie e dell'economia circolare;
- riforme legislative in materia di rifiuti;
- un piano per promuovere il "livello zero" di inquinamento per aria, acqua e suolo.

Il piano per l'economia circolare, quindi, includerà misure volte a incoraggiare le imprese a offrire ai consumatori prodotti riutilizzabili, durevoli e riparabili, che abbiano, dunque, il potenziale di ridurre in modo significativo i rifiuti.

Sarà, inoltre, definita una strategia sulla biodiversità, per individuare misure specifiche per conseguire obiettivi quali l'estensione della copertura di aree terrestri e marittime ricche di biodiversità protette, partendo dalla rete Natura 2000. Con il *Green Deal* la Commissione intende rafforzare anche le disposizioni in materia di monitoraggio, modellizzazione e piani per la qualità dell'aria, dell'acqua e del suolo.

Relativamente all'acqua, l'attuazione della strategia "Dal produttore al consumatore" consentirà di ridurre l'inquinamento causato dall'eccesso di nutrienti; inoltre, la Commissione proporrà misure per affrontare l'inquinamento causato dal deflusso urbano e dalle fonti di inquinamento nuove o particolarmente nocive, come le microplastiche e i prodotti farmaceutici.

Il Green Deal negli altri settori

Riguardo al settore dei trasporti, entro il 2021 la Commissione proporrà misure per incentivare il trasporto multimodale, in particolare per migliorare la gestione e aumentare la capacità del sistema ferroviario e delle vie navigabili, con la priorità di trasferire una parte dei trasporti interni di merci che avviene su strada (a oggi il 75% di tutti i trasporti merci) alle ferrovie e alle vie navigabili interne. Inoltre, la Commissione esaminerà attentamente le attuali esenzioni fiscali sui combustibili e proporrà di estendere il sistema per lo scambio di quote di emissioni al settore marittimo e di ridurre le quote assegnate gratuitamente alle compagnie aeree. Infine, verrà riesaminato il tema della tariffazione della rete stradale nell'UE. In parallelo, l'Unione dovrebbe aumentare la produzione e la diffusione di combustibili alternativi sostenibili per il settore dei trasporti e, entro il 2025, predisporre circa 1 milione di stazioni di ricarica e rifornimento pubbliche per i 13 milioni di veicoli a basse e a zero emissioni previsti sulle strade europee. La Commissione proporrà anche, entro giugno 2021, norme più rigorose in materia

di emissioni inquinanti nell'atmosfera per i veicoli con motore a combustione interna. Verrà, inoltre, valutata l'eventuale applicazione di un sistema per lo scambio di emissioni al trasporto su strada.

Con riferimento al settore agricolo, le proposte della Commissione per il periodo 2021-2027 già prevedono che almeno il 40% del bilancio complessivo della politica agricola comune e il 30% del Fondo per gli affari marittimi e la pesca contribuiscano all'azione per il clima.

Il finanziamento del *Green Deal*

Gli ambiziosi obiettivi del *Green Deal* europeo comportano un ingente fabbisogno di capitali. Secondo le stime della Commissione, per conseguire gli obiettivi al 2030 in materia di clima ed energia serviranno investimenti supplementari dell'ordine di 260 miliardi di euro l'anno, equivalenti a circa l'1,5% del PIL del 2018. Una sfida di tale portata richiede la mobilitazione sia del settore pubblico sia di quello privato.

Il 14 gennaio 2020, la Commissione ha lanciato il Piano di investimenti del *Green Deal*, ovvero il "Piano di investimenti per un'Europa sostenibile" (COM(2020) 21 final), che ha lo scopo di mobilitare un trilione di euro di finanziamenti nel prossimo decennio attraverso una combinazione di fondi forniti dal bilancio dell'UE e ulteriori investimenti pubblici e privati. In particolare, le spese per il clima e l'ambiente nell'ambito del bilancio dell'UE forniranno 503 miliardi di euro dal 2021 al 2030, in linea con l'obiettivo di portare al 25% la parte del bilancio dell'Unione dedicata a programmi che riguardano temi legati ai cambiamenti climatici. A ciò si dovrebbero aggiungere cofinanziamenti nazionali per 114 miliardi. Inoltre, il fondo *InvestEU* mobilerà circa 279 miliardi di euro di investimenti pubblici e privati per il clima. Un ruolo importante sarà ricoperto dalla Banca europea per gli investimenti, che aumenterà gradualmente la quota dei suoi finanziamenti dedicati al clima e alla sostenibilità ambientale fino a raggiungere il 50% del totale dei suoi investimenti nel 2025. Il Piano intende anche erogare incentivi per sbloccare e reindirizzare gli investimenti pubblici e privati. Nel settore privato, la Commissione intende fornire agli investitori strumenti per "mettere la finanza sostenibile al centro del sistema finanziario", tra cui l'adozione di una tassonomia per la classificazione delle attività ecosostenibili. Nel settore pubblico, la Commissione si prefigge di aiutare gli stati membri a "inverdire" i bilanci nazionali, anche attraverso strumenti di *benchmarking*. Entro il 2021 saranno, altresì, riviste le norme sugli aiuti di Stato per facilitare gli investimenti necessari a raggiungere gli obiettivi del *Green Deal*. In particolare, verrà concessa maggiore flessibilità per investire nei settori dell'efficienza energetica degli edifici, del teleriscaldamento e dell'economia circolare e per facilitare il *phase-out* del carbone.

Per garantire una transizione equa, la Commissione intende creare uno strumento chiamato Meccanismo per la giusta transizione (*Just Transition Mechanism*), con lo scopo di mobilitare almeno 100 miliardi di euro, nel periodo 2021-2027, per le regioni maggiormente colpite dalla transizione verde e in particolare per tutelare i cittadini e i lavoratori più vulnerabili. Tale meccanismo avrà tre principali risorse di finanziamento: un fondo di 7,5 miliardi di euro, chiamato Fondo per la transizione giusta (*Just Transition Fund*), ritagliato nel bilancio dell'UE, il fondo *InvestEU*, che mobilerà 45 miliardi di euro di investimenti privati, e la Banca centrale europea, che finanzia 25-30 miliardi di euro di investimenti nel settore pubblico. La Commissione, con la comunicazione COM(2020) 22 final del 14 gennaio 2020, ha già proposto un nuovo regolamento europeo per istituire il Fondo per la transizione giusta e si impegna a stimolare la ricerca e l'innovazione e a fare leva sull'istruzione e la formazione dei cittadini per raggiungere la transizione verde auspicata.

Coinvolgimento dei cittadini e attività verso i paesi esterni all'Unione europea

La Commissione si propone anche di coinvolgere il più possibile tutti i cittadini europei nell'azione per il clima. A tale proposito, a marzo 2020 ha proposto una legge europea sul clima e ha aperto le consultazioni in vista del varo di un "Patto europeo per il clima", che contemplerà tre modi di rendere partecipi i cittadini. In primo luogo, si promuoverà la condivisione delle informazioni, in particolare sui rischi e sulle sfide rappresentate dai cambiamenti climatici e dal degrado ambientale, nonché sulle soluzioni per affrontarli. In secondo luogo, si allestiranno spazi fisici e virtuali in cui i cittadini potranno esprimere le proprie idee. Infine, si promuoveranno la formazione e l'istruzione, in modo che i cittadini possano acquisire le conoscenze necessarie a fare sorgere "iniziative dal basso" in materia di cambiamenti climatici e tutela dell'ambiente. Informazioni, orientamenti e moduli di insegnamento potrebbero, infatti, agevolare lo scambio di conoscenze e buone pratiche. Da ultimo, considerando che attualmente l'UE è responsabile solo dell'11% delle emissioni mondiali di gas nocivi (percentuale che, con le misure previste, è destinata a scendere al 5% entro il 2030), un elemento importante per il raggiungimento degli obiettivi a livello globale sarà il dialogo con i paesi extra-EU. L'Unione continuerà a promuovere in tutto il mondo politiche ambiziose in materia di ambiente, clima ed energia e a prodigarsi affinché l'Accordo di Parigi, firmato nel 2016, resti il caposaldo della lotta ai cambiamenti climatici. In parallelo, rafforzerà il dialogo bilaterale con i paesi partner, instaurando, ove necessario, meccanismi di collaborazione e sostegno. Particolare attenzione verrà rivolta al potenziamento dei mercati internazionali del carbonio. Con riguardo agli accordi commerciali, tutti quelli conclusi di recente dall'UE vincolano le parti a ratificare e attuare efficacemente l'Accordo di Parigi. La Commissione proporrà di inserire questa clausola in tutti i futuri accordi commerciali globali.

Normativa eurounitaria nei settori dell'energia

Clean Energy for all Europeans

Nel 2019 l'attività delle istituzioni europee in materia di energia e sviluppo delle infrastrutture ha registrato l'adozione da parte del Consiglio e del Parlamento delle proposte legislative avanzate dalla Commissione europea e rientranti nel cosiddetto Pacchetto energia pulita (*Clean Energy for all Europeans* – CEP). In particolare, sono stati adottati il regolamento sulla *risk preparedness* (regolamento (UE) 941/2019), il nuovo regolamento per il funzionamento di ACER – *Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (regolamento (UE) 942/2019, che ha sostituito il regolamento (CE) 713/2009), il nuovo regolamento per il mercato interno dell'energia elettrica (regolamento (UE) 943/2019, che ha sostituito il regolamento (CE) 714/2009) e la nuova direttiva sul settore elettrico (direttiva 2019/944/UE, che ha sostituito la direttiva 2009/72/CE con decorrenza dal 1° gennaio 2021), che vanno ad affiancarsi alle direttive sull'efficienza energetica e le fonti rinnovabili già approvate a fine 2018 (direttive 2018/2001/UE e 2018/2002/UE).

Ai sensi del regolamento (CE) 1999/2018 sulla *governance* dell'Unione, già approvato nel dicembre 2018, gli stati membri nel 2019 hanno presentato alla Commissione europea una prima proposta dei rispettivi Piani nazionali integrati per l'energia e il clima (PNIEC). La Commissione ha pubblicato le proprie valutazioni e raccomandazioni sui singoli Piani nel giugno 2019 e in base a queste osservazioni gli stati membri hanno rivisto i Piani definitivi,

che sono stati poi notificati alla Commissione entro il 31 dicembre 2019. La Commissione valuterà i Piani definitivi anche in considerazione dei nuovi obiettivi annunciati con la ricordata comunicazione sul *Green Deal* per l'Unione europea, pacchetto di misure politiche di cui si è fornita ampia trattazione nel paragrafo precedente. Nel prosieguo del paragrafo si illustreranno, invece, i contenuti del PNIEC italiano.

Nel 2019, infine, è proseguita l'implementazione delle disposizioni del Terzo pacchetto energia (costituito dalle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE) sia per il settore elettrico sia per quello del gas, con l'adozione a livello nazionale e comunitario dei relativi atti e provvedimenti attuativi. In particolare, per quanto riguarda il settore elettrico, si segnala l'adozione di diverse metodologie legate ai codici di mercato e di gestione della rete, cui verrà dato risalto nel successivo Capitolo 3, nel paragrafo "Regolamenti europei e piani comunitari di sviluppo della rete", sottoparagrafo "Integrazione del mercato all'ingrosso e implementazione di regolamenti europei".

Il Piano nazionale integrato per l'energia e il clima

Il 21 gennaio 2020 è stato pubblicato il Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC), che è stato inviato alla Commissione europea dal Ministero dello sviluppo economico di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con quello delle infrastrutture e dei trasporti, nel quadro del nuovo regolamento sulla *governance* approvato all'interno del Pacchetto clima-energia, come sopra anticipato. Il Piano contiene obiettivi, politiche e misure che l'Italia intende adottare nei prossimi anni per il raggiungimento dei target europei di energia e clima al 2030.

A fine 2018 era stata presentata la prima proposta del PNIEC, sottoposta a una consultazione pubblica e alla valutazione della Commissione europea (raccomandazione C(2019) 4412 final del 18 giugno 2019). L'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente ha espresso la sua opinione in una memoria inviata il 4 dicembre 2019 alla Commissione Attività produttive della Camera dei deputati (memoria 513/2019/I/com). Per la descrizione dei contenuti della memoria si rimanda al paragrafo "Rapporti con il Parlamento, il Governo e le altre istituzioni nazionali" (e, nello specifico, al sottoparagrafo "Audizioni presso il Parlamento") del Capitolo 2 del presente Volume.

I principali obiettivi del PNIEC al 2030 sono:

- riduzione delle emissioni di gas a effetto serra del 33% rispetto al 2005 per i settori non ETS²;
- aumento al 30% della quota di energia da fonti rinnovabili nei consumi finali lordi di energia;
- aumento dell'efficienza energetica, con una riduzione dei consumi di energia primaria del 43% rispetto allo scenario PRIMES 2007.

Altri importanti obiettivi sono il *phase-out* del carbone al 2025 e l'aumento del livello di interconnettività elettrica del 10% al 2030. Per il settore elettrico, il PNIEC stima un aumento del consumo interno lordo di energia elettrica nel 2030 a 339 TWh di cui 187 TWh (il 55% del totale) da fonti rinnovabili. Tale aumento è dato dalla crescita dell'elettrificazione nei settori dei trasporti e termico. Per il settore del gas è previsto un fabbisogno di circa 60 GS(m³) di gas naturale nel 2030, con un picco di consumi intorno al 2025 a causa della fuoriuscita del carbone dal mix di generazione elettrica.

2 L'UE ha fissato un obiettivo di riduzione complessiva dei gas a effetto serra del 40% rispetto ai livelli del 1990. L'obiettivo è diviso in due parti: per i settori che rientrano nel sistema ETS (lo strumento europeo del mercato delle emissioni), il target europeo è del 43% rispetto al 2005 e non ci sono target nazionali in quanto il sistema già garantisce il raggiungimento dell'obiettivo (direttiva 2018/410/UE); per i settori non ETS, il target europeo è del 30% rispetto al 2005 ed è ripartito tra gli stati membri (regolamento (UE) 842/2018).

Per raggiungere tali obiettivi, il PNIEC prevede una serie di investimenti infrastrutturali in diversi settori con un costo di circa 1.200 miliardi di euro, il 18% in più rispetto agli investimenti che si realizzerebbero con le politiche correnti. Tra i principali investimenti illustrati per il settore elettrico si trovano: la crescita della potenza degli impianti da fonti rinnovabili a 95,2 GW nel 2030 (quando la capacità eolica dovrebbe raggiungere 19,3 GW e quella solare 52 GW); l'aumento degli accumuli centralizzati di 6 GW e degli accumuli distribuiti di circa 4 GW; una nuova capacità di produzione di gas per circa 3 GW (di cui circa il 50% connesso al *phase-out* del carbone); una nuova dorsale adriatica per almeno 1 GW di capacità di trasporto entro il 2025; l'installazione di almeno 3.000 MVAR di nuovi compensatori sincroni e, ancora in valutazione, una nuova interconnessione elettrica Sardegna-Sicilia-continente.

Per il settore del gas, si evidenzia l'importanza del GNL come fonte di approvvigionamento complementare alle forniture via gasdotto, per cui potrebbe essere sviluppata nuova capacità. Riguardo alla metanizzazione della Sardegna, il PNIEC segnala che si decideranno i possibili interventi da attuare sulla base dell'analisi costi/benefici avviata da RSE per conto dell'Autorità. Inoltre, per perseguire gli obiettivi di sicurezza e flessibilità, il PNIEC sottolinea la possibilità di una crescente integrazione delle infrastrutture delle reti elettriche e del gas, anche tramite soluzioni che coinvolgano la produzione di idrogeno e le tecnologie di *power-to-gas*. Per favorire l'integrazione di tali tecnologie, potranno essere sviluppati progetti pilota e analizzate opportune modifiche al mercato e al regime regolatorio.

Per raggiungere gli obiettivi prefissati, il PNIEC prevede una serie di politiche e misure nel settore energetico, alcune delle quali descritte di seguito. Relativamente alla promozione delle energie rinnovabili, per i piccoli impianti si prevede, tra le varie misure, un'incentivazione attraverso il sostegno dell'autoconsumo e tariffe incentivanti, ove l'autoconsumo non sia percorribile. Per lo sviluppo dell'autoconsumo collettivo, soprattutto nei casi in cui si prediliga l'utilizzo delle reti pubbliche esistenti, verrà esaminata la possibilità di introdurre forme di sostegno diretto con riguardo ai benefici connessi alla generazione distribuita in termini, per esempio, di minore uso della rete. Per i grandi impianti (maggiori di 1 MW), il PNIEC prevede due strumenti principali: i meccanismi d'asta e i *Power Purchase Agreement* (PPA). Il PNIEC considera anche il possibile utilizzo di strumenti *ad hoc* per nuovi impianti basati su tecnologie innovative ancora lontane dalla competitività economica nel contesto nazionale e prevede, altresì, la semplificazione dell'iter autorizzativo di *repowering* degli impianti rinnovabili esistenti.

Con riferimento al mercato elettrico, tra le altre proposte, si segnala che sarà valutato il superamento del prezzo unico nazionale (PUN) si proseguirà con lo sviluppo del *market coupling* e si procederà con l'introduzione dei prezzi negativi, come richiesto dal regolamento (UE) 943/2019. Il PNIEC ribadisce che rimane un obiettivo centrale il mantenimento delle condizioni di adeguatezza del sistema, che richiede strumenti come la remunerazione della capacità, di cui l'Italia si è già dotata. Relativamente ai mercati dei servizi, il PNIEC sottolinea l'importanza di completare l'abilitazione della generazione rinnovabile distribuita alla partecipazione ai mercati dei servizi e la piena valorizzazione della domanda e delle altre risorse di flessibilità (inclusi i sistemi di accumulo), secondo principi di neutralità tecnologica e minimizzazione dei costi e attraverso nuove forme organizzative. A tale riguardo, si ritiene necessario accelerare il percorso di riforma del mercato dei servizi di dispacciamento. Per aumentare l'efficienza energetica, il PNIEC prevede soprattutto di potenziare misure e strumenti già operativi a livello nazionale, tra cui il meccanismo dei certificati bianchi, le detrazioni fiscali, il Conto termico e il Fondo nazionale per l'efficienza energetica. Con riferimento alla povertà energetica, il Piano stabilisce, tra le varie misure, la creazione di un Osservatorio istituzionale sulla povertà energetica e il potenziamento del bonus gas ed elettrico introducendo un meccanismo automatico di riconoscimento dell'agevolazione agli aventi diritto.

Normativa eurounitaria nei settori dell'ambiente

Per quanto riguarda il settore idrico, nel 2019 il Parlamento europeo e il Consiglio dei ministri dell'Unione europea hanno esaminato le seguenti proposte di atti normativi:

- la proposta di revisione della direttiva concernente la qualità delle acque destinate al consumo umano (rifusione)³;
- la proposta di regolamento recante prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua⁴.

Entrambe le proposte si trovano attualmente nella fase finale dell'iter legislativo, essendo stato raggiunto per ciascuna di esse, nello scorso mese di dicembre, un accordo provvisorio tra il Consiglio dell'Unione e il Parlamento europeo, che si tradurrà nell'approvazione definitiva dei testi legislativi a seguito del voto finale del Parlamento europeo atteso nel corso del 2020.

La Commissione ha svolto un importante lavoro di valutazione dello stato di implementazione dell'*acquis* comunitario nel settore idrico, previsto dalla normativa europea stessa, con specifico riferimento ai seguenti atti legislativi:

- direttiva quadro acque⁵;
- direttiva sugli standard di qualità ambientale nel settore della politica delle acque⁶;
- direttiva sulla protezione delle acque sotterranee⁷;
- direttiva sul rischio di alluvioni⁸.

La valutazione della Commissione, pubblicata il 10 dicembre 2019⁹, giudica l'idoneità delle suddette direttive al loro scopo, esaminandone le prestazioni rispetto a cinque criteri predefiniti: efficacia, efficienza, coerenza, pertinenza e valore aggiunto dell'UE.

La valutazione della direttiva quadro acque ha evidenziato l'emergere di un panorama di *governance* per la gestione integrata dell'acqua per gli oltre 110.000 corpi idrici presenti negli stati membri dell'Unione europea, ma anche il rallentamento del deterioramento dello stato idrico e la riduzione dell'inquinamento chimico. L'analisi della Commissione europea ha, quindi, concluso che le richiamate direttive sono in gran parte adatte allo scopo e hanno incrementato i livelli di protezione e di gestione del rischio di inondazioni, anche se non tutti gli obiettivi sono stati pienamente raggiunti, in parte a causa di una carenza di finanziamenti e di processi incompleti di implementazione a livello nazionale. L'area principale in cui restano margini di miglioramento afferisce alle sostanze chimiche inquinanti, nello specifico in merito:

3 Come indicato nella *Relazione Annuale* dello scorso anno, la proposta di direttiva concernente la qualità delle acque destinate al consumo umano (rifusione), avanzata con il documento COM(2017) 753 final del 1° febbraio 2018, ha tra i suoi principali obiettivi migliorare la qualità dell'acqua potabile, favorendone l'accesso universale nei singoli stati membri, aumentare la fiducia dei consumatori e incoraggiare l'uso di acqua dal rubinetto. L'iter legislativo prevede due letture alternate del testo della proposta, per apportare i necessari emendamenti, da parte del Parlamento europeo e del Consiglio dell'Unione europea; attraverso "triloghi" tra le medesime due istituzioni e la Commissione europea avviene poi il coordinamento sulle modifiche testuali da inserire.

4 Il nuovo regolamento sul riutilizzo delle acque, proposto dalla Commissione europea il 28 maggio 2018 con documento COM(2018) 337 final, si pone come obiettivo generale di mitigare i rischi di carenza idrica per usi agricoli, legati a fenomeni naturali, promuovendo usi efficienti della risorsa.

5 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.

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

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

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

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

- alle importanti e numerose differenze tra stati membri nell'identificazione delle sostanze chimiche inquinanti e dei rispettivi valori limite, con riferimento ai bacini idrografici e ai corpi idrici sotterranei;
- all'assenza di una valutazione dei rischi derivanti dalle combinazioni di più sostanze chimiche.

Evoluzione della legislazione italiana

Numerosi sono stati, nel corso del 2019, i provvedimenti legislativi che hanno interessato i settori di competenza dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente.

In primis, si evidenzia il decreto legge 30 aprile 2019, n. 34, recante "Misure urgenti di crescita economica e per la risoluzione di specifiche situazioni di crisi" (convertito, con modificazioni, dalla legge 28 giugno 2019, n. 58), che, all'art. 37, ha previsto la possibilità per il Ministero dell'economia e delle finanze di entrare nel capitale sociale della NewCo Nuova Alitalia e, all'art. 50, comma 2, lettera q), ha disposto la copertura dell'antecedente misura¹⁰ (900 milioni di euro) tramite il versamento (per la quota di 650 milioni), entro il 2019, delle somme gestite presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) a favore del conto corrente della Tesoreria centrale, di cui all'art. 2, comma 2, del decreto legge 9 giugno 2016, n. 98, come convertito dalla legge 1° agosto 2016, n. 151. In questo modo è stato disposto l'utilizzo delle risorse finanziarie dei conti gestiti da CSEA per finalità diverse da quelle per le quali questi ultimi sono stati istituiti. La predetta giacenza è mantenuta in deposito alla fine di ciascun anno, a decorrere dal 2019, sul conto corrente della Tesoreria centrale ed è ridotta in misura corrispondente alla quota rimborsata del finanziamento di cui all'art. 50, comma 1, del decreto legge 24 aprile 2017, n. 50, convertito, con modificazioni, dalla legge 21 giugno 2017, n. 96.

L'art. 24 del decreto legge in commento, inoltre, ha delineato alcune disposizioni per completare il processo di liquidazione dell'Ente per lo sviluppo dell'irrigazione e la trasformazione fondiaria in Puglia, Lucania e Irpinia (EIPLI) e per accelerare la costituzione della società alla quale dovranno essere trasferite le funzioni al momento in capo all'EIPLI.

L'art. 26, al fine di favorire i processi di transizione del sistema produttivo verso un'economia circolare, ha previsto alcune agevolazioni per il sostegno alle attività economiche che intendono riconvertire il proprio modello produttivo. I benefici sono concessi nella forma del contributo alla spesa e del finanziamento agevolato, in misura coerente con i limiti fissati dal regolamento (UE) 651/2014, a fronte di progetti di ricerca e di sviluppo nell'ambito menzionato dell'economia circolare.

Infine, l'art. 42 ha disposto la proroga al 30 giugno 2020 del periodo transitorio di cui all'art. 18, comma 2, del decreto del Ministero dello sviluppo economico 21 aprile 2017, n. 93, per gli organismi accreditati a effettuare le verifiche periodiche degli strumenti di misura in servizio utilizzati per funzioni di misura legale, anche in ordine alla loro conformità alla normativa nazionale ed europea.

¹⁰ Trattasi di un prestito ponte concesso ad Alitalia in due *tranche*: la prima di 600 milioni di euro, come previsto dal decreto legge 2 maggio 2017, n. 55 (in seguito decaduto per mancata conversione); la seconda di 300 milioni di euro, per effetto del decreto legge 16 ottobre 2017, n. 148 (convertito dalla legge 4 dicembre 2017, n. 172).

Si segnala anche il decreto legge 18 aprile 2019, n. 32, recante "Disposizioni urgenti per il rilancio del settore dei contratti pubblici, per l'accelerazione degli interventi infrastrutturali, di rigenerazione urbana e di ricostruzione a seguito di eventi sismici" (convertito, con ampie modificazioni, dalla legge 14 giugno 2019, n. 55), che ha disposto, all'art. 1, comma 20, lettera bb), la modifica dell'art. 177 del Codice degli appalti (decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50), prorogando al 31 dicembre 2020 il termine entro il quale le concessioni già in essere si devono adeguare all'obbligo di affidare l'80% dei contratti di lavori, servizi e forniture mediante procedura a evidenza pubblica. Il termine è stato poi ulteriormente prorogato al 31 dicembre 2021 dal decreto legge 30 dicembre 2019, n. 162, convertito, con modificazioni, dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8, di cui si dirà più avanti.

L'art. 20, comma 3, del decreto legge n. 32/2019 ha, inoltre, stabilito che le autorità di regolazione, entro 30 giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del decreto, possono prevedere, per i Comuni del Molise e dell'area etnea interessati dagli eventi sismici del 6 settembre e del 28 dicembre 2018, esenzioni dal pagamento delle forniture di energia elettrica, gas e acqua, comprensive sia degli oneri generali di sistema sia degli eventuali consumi, per il periodo intercorrente tra l'ordinanza di inagibilità o l'ordinanza sindacale di sgombero e la loro revoca, individuando anche le modalità per la copertura delle esenzioni attraverso specifiche componenti tariffarie, facendo ricorso, ove opportuno, a strumenti di tipo perequativo.

Lo stesso art. 20, al comma 4, ha autorizzato i Commissari straordinari competenti a erogare ai Comuni colpiti dagli eventi sismici una compensazione per la perdita del gettito della tassa sui rifiuti (TARI) fino a un massimo di 500.000 euro per l'anno 2019, da erogare nel 2020, e fino a un massimo complessivo di 500.000 euro per il medesimo anno 2020, al fine di garantire continuità nello smaltimento dei rifiuti solidi urbani.

L'art. 1, comma 19, del decreto legge n. 32/2019 ha anche riscritto il comma 3 dell'art. 184-ter del Codice dell'ambiente (decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152), disponendo che, nelle more dell'emanazione dei nuovi decreti ministeriali per la disciplina della cessazione della qualifica dei rifiuti, continuano ad applicarsi le disposizioni per il recupero semplificato dettate dai precedenti decreti ministeriali¹¹. Tale riscrittura ha confermato, dunque, il quadro delle competenze vigenti in tema di *end of waste*¹².

Con la nuova formulazione del citato comma 3 era stata, altresì, prevista l'emanazione di apposite linee guida da parte del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, allo scopo di garantire l'uniforme applicazione sul territorio nazionale della disciplina ed era stato fatto obbligo ai titolari delle autorizzazioni rilasciate successivamente alla data di entrata in vigore del nuovo comma di presentare, entro 12 mesi, all'autorità competente, un'apposita istanza di aggiornamento ai criteri generali definiti dalle medesime linee guida. Quest'ultima parte del comma, però, è stata in seguito ulteriormente modificata dal decreto legge 3 settembre 2019, n. 101, di cui si dà conto nelle righe successive.

Il 18 ottobre 2019 è stata, poi, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale la legge 4 ottobre 2019, n. 117, recante "Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea – Legge di delegazione europea 2018".

¹¹ Si tratta dei decreti del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 5 febbraio 1998, 12 giugno 2002, n. 161 e 17 novembre 2005, n. 269.

¹² L'*end of waste* può essere definito come un'operazione di recupero mediante la quale un rifiuto cessa di essere tale e diviene un prodotto a tutti gli effetti; esso costituisce, dunque, un tassello fondamentale per la realizzazione del modello di economia circolare, incentrato sul riciclo e sul superamento del concetto di rifiuto.

Tra le disposizioni di particolare rilievo per l'Autorità, si annoverano gli artt. 15 e 16, che attengono rispettivamente all'attuazione della direttiva 2018/850/UE, che modifica la direttiva 1999/31/UE relativa alle discariche di rifiuti, della direttiva 2018/851/UE, che modifica la direttiva 2008/98/CE relativa ai rifiuti, e della direttiva 2018/852/UE, che modifica la direttiva 1994/62/CE sugli imballaggi e i rifiuti di imballaggio, che insieme costituiscono il cosiddetto Pacchetto di misure sull'economia circolare.

In particolare, l'art. 15 ha previsto che il Governo, oltre a riformare il sistema dei criteri di ammissibilità dei rifiuti nelle discariche, adotti una nuova disciplina organica in materia di utilizzazione dei fanghi, con la finalità di innovare anche la disciplina recata dal decreto legislativo 27 gennaio 1992, n. 99, concernente l'utilizzo dei fanghi di depurazione in agricoltura (comma 1, lettera b).

L'art. 16, al comma 1, lettera a), ha stabilito che il Governo, nell'esercizio della delega, provveda tra l'altro: a riformare il sistema di responsabilità estesa del produttore, nel rispetto di specifiche indicazioni, quali, per esempio, il rispetto degli obiettivi ambientali, della tutela della concorrenza, nonché del ruolo degli enti locali; a prevedere una disciplina sanzionatoria per ogni soggetto obbligato della filiera; a promuovere l'accesso alle infrastrutture di raccolta differenziata. La lettera b) stabilisce una riforma evolutiva del sistema di tracciabilità informatica dei rifiuti, mentre la lettera c) prevede la riforma del sistema delle definizioni e delle classificazioni e la modifica della disciplina dell'assimilazione dei rifiuti speciali ai rifiuti urbani, in modo da garantire uniformità sul piano nazionale. La lettera d) impone la razionalizzazione e la disciplina del sistema tariffario, al fine di incoraggiare l'applicazione della gerarchia dei rifiuti e di garantire il perseguimento degli obiettivi fissati dalla direttiva in tema di preparazione per il riutilizzo e il riciclaggio dei rifiuti. La lettera e), invece, affronta la questione dell'*end of waste*, ossia la cessazione della qualifica di rifiuto, considerando salve le autorizzazioni in essere alla data di entrata in vigore del decreto legislativo attuativo della disciplina; inoltre concede la possibilità di rinnovo delle autorizzazioni, eventualmente anche al fine di adeguarle alle migliori tecnologie disponibili, e dispone l'istituzione, presso il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di un Registro nazionale per la raccolta delle autorizzazioni rilasciate. Per quanto riguarda l'estensione della raccolta differenziata a tutto il territorio nazionale, si è stabilita a tale fine anche l'incentivazione di pratiche di compostaggio di prossimità come quello domestico e di comunità.

L'art. 24 del provvedimento in esame ha delegato il Governo ad adottare uno o più decreti legislativi per l'adeguamento della normativa nazionale al regolamento (UE) 1938/2017 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2017, concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas e che abroga il regolamento (UE) 994/2010. Tale regolamento individua meccanismi e strumenti volti a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas nell'ambito dell'Unione europea, preservando il corretto e costante funzionamento del mercato interno del gas naturale, anche al fine di fronteggiarne un'eventuale carenza, determinata da interruzioni nelle forniture o da una domanda straordinariamente elevata, e di assicurare così la continuità dell'approvvigionamento nei paesi dell'Unione.

L'adeguamento della normativa nazionale dovrà fare riferimento: *in primis*, all'attuazione dei meccanismi di solidarietà previsti, incluso l'affidamento di compiti determinati ai gestori del sistema di trasporto e agli operatori del gas interessati; *in secundis*, all'individuazione di criteri direttivi in tema di compensazioni economiche tra stati membri e soggetti interessati, per le attività connesse all'attuazione dei meccanismi stessi, anche in coordinamento con l'Autorità per gli aspetti da essa gestiti; infine, alla competenza a intervenire per garantire misure in materia di sicurezza degli approvvigionamenti anche nelle zone emergenti e isolate.

L'art. 25 della legge n. 117/2019, che individua i principi e i criteri direttivi per l'attuazione della direttiva 2019/692/UE, che modifica la direttiva 2009/73/CE relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale, ha definito le deroghe previste all'art. 14 e all'art. 49-*bis* della direttiva modificata, nei limiti stabiliti dalla stessa, con riferimento ai gasdotti di trasporto tra uno stato membro e un paese terzo completati prima del 23 maggio 2019, per le sezioni dei gasdotti di trasporto situate sul territorio nazionale e nelle acque territoriali italiane.

Le disposizioni oggetto di deroga riguardano:

- la separazione dei sistemi di trasporto e dei gestori dei sistemi di trasporto;
- la designazione e la certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto;
- la certificazione in relazione ai paesi terzi;
- l'accesso dei terzi;
- le metodologie fissate dalle autorità di regolazione per: i) la connessione e l'accesso alle reti nazionali, comprese le tariffe di trasporto e distribuzione e le modalità, le condizioni e le tariffe per l'accesso agli impianti di GNL; ii) la prestazione di servizi di bilanciamento; iii) l'accesso alle infrastrutture transfrontaliere, comprese le procedure di assegnazione delle capacità e di gestione della congestione;
- gli incentivi, sia a breve sia a lungo termine, per migliorare l'efficienza, promuovere l'integrazione del mercato e la sicurezza dell'approvvigionamento e sostenere le attività di ricerca correlate, che le autorità di regolazione devono provvedere che siano offerti ai gestori del sistema di trasporto e di distribuzione;
- le modifiche – che le autorità di regolazione sono abilitate a chiedere ai gestori dei sistemi di trasporto, di stoccaggio, di GNL e di distribuzione, se necessario – relative alle condizioni e alle modalità, comprese le tariffe e le metodologie di calcolo, in modo che queste siano proporzionate e applicate in maniera non discriminatoria.

L'allegato A alla legge in esame prevede, infine, il recepimento della direttiva 2018/2002/UE del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018, che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica senza l'indicazione di specifici principi e criteri direttivi.

Con il decreto legge 3 settembre 2019, n. 101, recante "Disposizioni urgenti per la tutela del lavoro e per la risoluzione di crisi aziendali", convertito, con modificazioni, dalla legge 2 novembre 2019, n. 128, il legislatore nazionale è nuovamente intervenuto sul dibattuto tema relativo alla cessazione della qualifica di rifiuto, integrando e modificando, in ossequio ai principi e ai criteri direttivi dettati dalla legge n. 117/2019 (legge di delegazione europea) e alla già ricordata disciplina di cui all'art. 184-*ter* del Codice dell'ambiente.

Nel dettaglio, il nuovo decreto, all'art. 14-*bis*, statuisce che, in mancanza di criteri specifici adottati dai regolamenti comunitari e/o dai decreti ministeriali, le autorità locali competenti possono rilasciare o rinnovare le autorizzazioni¹³, caso per caso, sulla base delle istanze presentate dagli operatori interessati. Nell'ambito del medesimo procedimento autorizzatorio sarà, quindi, la stessa amministrazione procedente che dovrà fissare i criteri più dettagliati che, in aggiunta a quelli generali, contemplino quantomeno: i materiali di rifiuto in entrata ammissibili alla procedura di *end of waste*; i processi e le tecniche di trattamento consentiti; i criteri di qualità che i materiali che hanno cessato la qualifica di rifiuto devono possedere; i requisiti da rispettare affinché i sistemi di gestione dimostrino il rispetto dei criteri relativi alla cessazione della qualifica di rifiuto, nonché i requisiti relativi alla dichiarazione di conformità.

¹³ Autorizzazione unica per i nuovi impianti di smaltimento e di recupero dei rifiuti oppure autorizzazione integrata ambientale (AIA).

È poi tratteggiata una procedura di controllo della conformità dei processi e degli impianti, assentiti caso per caso, a quanto disposto con l'autorizzazione, con i criteri ambientali generali e con quelli dettagliati contenuti nel singolo provvedimento, da eseguirsi da parte dell'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (ISPRA) o dell'Agenzia regionale per la protezione ambientale (ARPA), qualora opportunamente delegata.

Sono, inoltre, disposte l'istituzione di un Registro nazionale, presso il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, per la raccolta delle autorizzazioni rilasciate caso per caso (comma 3-*septies* dell'art. 184-*ter* del Codice dell'ambiente, inserito dall'art. 14-*bis* del provvedimento in commento) e la costituzione di un apposito Gruppo di lavoro per la predisposizione dell'attività istruttoria finalizzata all'adozione di decreti ministeriali in tema di *end of waste* validi per tutto il territorio nazionale (commi 5 e 6 dell'art. 14-*bis*).

Il decreto in analisi prevede, altresì, che i titolari delle autorizzazioni locali rilasciate successivamente all'entrata in vigore della legge di conversione presentino istanza di aggiornamento rispetto agli eventuali decreti sull'*end of waste*, facendo salve le autorizzazioni in essere alla data di entrata in vigore della legge *de qua* e quelle per le quali è in corso un procedimento di rinnovo (comma 7 dell'art. 14-*bis*).

L'art. 13 del decreto (che integra gli artt. 19 e 27 del decreto legislativo 13 marzo 2013, n. 30) prevede, infine, al comma 1, che la quota annua dei proventi derivanti dalle aste di CO₂, eccedente il valore di 1.000 milioni di euro, sia destinata, nella misura massima di 100 milioni di euro per il 2020 e di 150 milioni di euro annui a decorrere dal 2021, al Fondo per la transizione energetica nel settore industriale (istituito dal successivo comma 2) per finanziare gli interventi di decarbonizzazione e di efficientamento energetico del settore industriale, e, per una quota fino a un massimo di 20 milioni di euro annui per il periodo dal 2020 al 2024, al Fondo per la riconversione occupazionale nei territori in cui sono ubicate centrali a carbone, da istituire presso il Ministero dello sviluppo economico con un apposito decreto.

Di rilievo per l'Autorità anche il decreto legge 24 ottobre 2019, n. 123, recante "Disposizioni urgenti per l'accelerazione e il completamento delle ricostruzioni in corso nei territori colpiti da eventi sismici" (convertito, con modificazioni, dalla legge 12 dicembre 2019, n. 156), che statuisce, all'art. 8, comma 1-*ter*, che le autorità di regolazione competenti devono prorogare fino al 31 dicembre 2020 le agevolazioni, anche di natura tariffaria, a favore dei titolari delle utenze di energia elettrica, acqua e gas, assicurazioni e telefonia relative a immobili situati nei Comuni di cui agli allegati 1, 2 e 2-*bis* al decreto legge 17 ottobre 2016, n. 189, convertito, con modificazioni, dalla legge 15 dicembre 2016, n. 229, e resi inagibili dal sisma. La proroga delle agevolazioni si applica anche ai Comuni di Casamicciola Terme, Forio e Lacco Ameno dell'Isola di Ischia, interessati dagli eventi sismici verificatisi il giorno 21 agosto 2017. Il comma 3 proroga, infine, al 31 dicembre 2020 il termine della sospensione dei pagamenti delle fatture relative ai servizi di energia elettrica, acqua e gas, assicurazioni e telefonia nei Comuni italiani colpiti dai sismi di agosto e ottobre 2016 e di gennaio 2017.

Vale citare anche il decreto legge 26 ottobre 2019, n. 124, recante "Disposizioni urgenti in materia fiscale e per esigenze indifferibili", convertito, con modificazioni, dalla legge 19 dicembre 2019, n. 157, che ha introdotto significative novità riguardo ai settori di competenza dell'Autorità.

Innanzitutto, l'art. 57-*bis*, al comma 1, apporta alcune modifiche alle modalità di determinazione della tariffa per la raccolta e lo smaltimento dei rifiuti urbani e assimilati (TARI). Si prevede, infatti, fino a diversa regolazione definita dall'Autorità, che la definizione degli importi della TARI può essere attuata sulla base delle quantità e delle qualità medie ordinarie di rifiuti prodotti per unità di superficie, in relazione agli usi e alla tipologia delle attività svolte, nonché al costo del servizio sui rifiuti. Inoltre, per l'anno 2020, i Comuni devono approvare le tariffe e i regolamenti inerenti alla TARI e alla tariffa corrispettiva entro il 30 aprile.

Il comma 2 dello stesso articolo prevede che l'Autorità assicuri agli utenti domestici del servizio di gestione integrato dei rifiuti urbani e assimilati in condizioni economico-sociali disagiate l'accesso alla fornitura a condizioni tariffarie agevolate e che i beneficiari siano individuati con criteri analoghi a quelli già fissati per il riconoscimento dei bonus sociali relativi all'energia elettrica, al gas e al servizio idrico integrato.

Il comma 3 stabilisce che il bonus sociale idrico sia esteso ai beneficiari del Reddito di cittadinanza e della Pensione di cittadinanza e il comma 4 prevede che, a decorrere dal 1° gennaio 2020, la tariffa sociale del servizio idrico integrato di cui all'art. 60, comma 1, della legge 28 dicembre 2015, n. 221, comprenda, con riferimento al quantitativo minimo vitale, anche gli oneri relativi ai servizi di fognatura e di depurazione, le cui modalità di quantificazione, di riconoscimento e di erogazione sono disciplinate dall'Autorità.

Il comma 5 della medesima norma dispone che, a decorrere dal 1° gennaio 2021, i bonus sociali per la fornitura dell'energia elettrica e del gas naturale e le agevolazioni relative al servizio idrico integrato siano riconosciuti automaticamente a tutti i soggetti il cui indicatore della situazione economica equivalente (ISEE) sia compreso nei limiti individuati dalla legge. L'Autorità, con propri provvedimenti, sentito il Garante per la protezione dei dati personali, deve definire le modalità di trasmissione delle informazioni necessarie da parte dell'Istituto nazionale della previdenza sociale (INPS) al Sistema informativo integrato (SII), nonché le modalità applicative per l'erogazione delle compensazioni e quelle necessarie ai fini della condivisione delle informazioni relative agli aventi diritto ai bonus tra il SII e il Sistema di gestione delle agevolazioni sulle tariffe energetiche (SGAte), al fine di assicurare il pieno riconoscimento ai cittadini delle altre agevolazioni sociali previste.

Il comma 6 dell'art. 57-*bis* stabilisce che l'Autorità stipuli un'apposita convenzione con l'Associazione nazionale dei Comuni italiani (ANCI), per assicurare una capillare diffusione tra i cittadini delle informazioni concernenti i bonus sociali e per la loro gestione a favore dei beneficiari che non risultano identificabili attraverso le procedure automatiche.

Inoltre, l'art. 12 introduce, per le imprese distributrici di energia elettrica e di gas naturale ai consumatori finali (operatori di vettoriamento), l'obbligo di presentare esclusivamente in forma telematica i dati relativi ai prodotti trasportati, secondo le modalità fissate con provvedimento del Direttore dell'Agenzia delle dogane e dei monopoli, che doveva essere emanato entro il 27 dicembre 2019.

L'art. 36, infine, interviene sul divieto di cumulo delle agevolazioni inerenti alla produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici (riconosciute dai cosiddetti I, II, III, IV e V Conto energia) con la detassazione fiscale per gli investimenti ambientali realizzati dalle piccole e medie imprese.

Va menzionata anche la legge 27 dicembre 2019, n. 160, recante "Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2020 e bilancio pluriennale per il triennio 2020-2022" (legge di bilancio 2020), che ha dettato, all'art. 1, commi da 291 a 295, disposizioni in materia di errata fatturazione per l'erogazione di energia elettrica, di gas e di acqua e per la fornitura di servizi telefonici, televisivi e internet. Nel dettaglio, il comma 291 prevede che i gestori di servizi di pubblica utilità e gli operatori di telefonia, di reti televisive e di comunicazioni elettroniche hanno l'obbligo di trasmettere agli utenti le comunicazioni con cui si contestano, in modo chiaro e dettagliato, gli eventuali mancati pagamenti di fatture e si preannuncia la sospensione delle forniture in caso di mancata regolarizzazione, con adeguato preavviso, non inferiore a 40 giorni, tramite raccomandata con avviso di ricevimento.

Il comma 292 ha stabilito che, a decorrere dalla data di entrata in vigore della legge, nei contratti di fornitura di energia elettrica, del gas e del servizio idrico, in caso di emissione di fatture a debito in relazione alle quali sia accertata dall'autorità competente – ovvero sia debitamente documentata mediante apposita dichiarazione, presentata autonomamente anche con modalità telematiche – l'illegittimità della condotta del gestore e dell'operatore interessato, per violazioni relative alle modalità di rilevazione dei consumi, di esecuzione dei conguagli o di fatturazione, nonché per addebiti di spese non giustificate e di costi per consumi, servizi o beni non dovuti, l'utente ha diritto a ottenere, oltre al rimborso delle somme eventualmente versate, anche il pagamento di una penale pari al 10% dell'ammontare contestato e non dovuto e, comunque, per un importo non inferiore a 100 euro.

Il comma 293 ha disposto che il gestore ovvero l'operatore interessato provveda al rimborso delle somme indebitamente percepite o comunque ingiustificatamente addebitate e al pagamento della penale attraverso lo storno nelle fatturazioni successive o un apposito versamento, a scelta dell'utente, entro un termine in ogni caso non superiore a 15 giorni dall'accertamento ovvero dal riscontro positivo alla dichiarazione autonomamente trasmessa dall'utente.

Si evidenziano, altresì, le disposizioni dei commi da 85 a 100 in tema di *Green New Deal*. In particolare, il comma 85 istituisce nello stato di previsione del Ministero dell'economia e delle finanze un Fondo, una parte del quale (non inferiore a 150 milioni annui) è destinata a interventi volti alla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, allo sviluppo delle energie rinnovabili, all'incentivazione della cattura e dello stoccaggio geologico ambientalmente sicuri di CO₂, a incoraggiare il passaggio a modalità di trasporto pubblico a basse emissioni, al finanziamento della ricerca e dello sviluppo dell'efficienza energetica e delle tecnologie pulite. Alla costituzione del Fondo concorrono i proventi delle aste delle quote di emissione di CO₂ a valere sulla quota di pertinenza del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, per un importo annuo di 150 milioni di euro.

Il comma 295 ha abrogato il comma 5 dell'art. 1 della legge 27 dicembre 2017, n. 205, che prevedeva che le disposizioni a tutela dei consumatori in materia di fatturazione a conguaglio per l'erogazione di energia elettrica, gas e servizi idrici non si applicassero qualora la mancata o erronea rilevazione dei dati di consumo derivasse da responsabilità accertata dell'utente.

Infine, il comma 327 interviene sulla disciplina relativa alla società alla quale sono state trasferite le funzioni dell'Ente per lo sviluppo dell'irrigazione e la trasformazione fondiaria in Puglia e Lucania (EIPLI), stabilendo, tra l'altro, che detta società deve costituirsi in forma di società per azioni interamente a capitale pubblico e soggetta all'indirizzo e al controllo analogo degli enti pubblici soci.

Il 31 dicembre 2019 è stato, infine, presentato al Parlamento il decreto legge 30 dicembre 2019, n. 162, recante "Disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica", per l'avvio dell'iter di conversione in legge.

Detto decreto prevede, all'art. 12, comma 3, un rinvio al 1° gennaio 2022 della cessazione dei regimi di tutela di prezzo a favore dei clienti di energia elettrica e di gas. Sono, altresì, apportate modifiche ai commi 81 e 82 dell'art. 1 della legge 4 agosto 2017, n. 124 (c.d. legge concorrenza), disciplinando nel dettaglio i requisiti per l'iscrizione all'Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica ai clienti finali. Sentita l'Autorità, con decreto del Ministro dello sviluppo economico, da adottare entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della disposizione, sono fissati i criteri, le modalità e i requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione e la permanenza nel predetto Elenco. Tali requisiti devono garantire l'affidabilità nel tempo del soggetto iscritto e consentire un'efficace lotta alle possibili condotte contrastanti con i generali principi, legali e regolatori, che sovrintendono al buon funzionamento dei mercati e alla tutela dei consumatori.

L'art. 40 introduce disposizioni in materia di organizzazione del Gestore dei servizi energetici (GSE), demandando a un decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, da adottare entro 60 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto legge, la nomina, su proposta dei Ministri dello sviluppo economico e dell'economia e delle finanze, di un commissario e di un vicecommissario, i quali durano in carica fino all'approvazione del bilancio di esercizio 2020. È, altresì, disposta la decadenza del consiglio di amministrazione in carica alla data di nomina del commissario, senza l'applicazione dell'art. 2383, terzo comma, del codice civile, che prevede che gli amministratori sono rieleggibili, salvo diversa disposizione dello statuto, e sono revocabili dall'assemblea in qualunque tempo, anche se nominati nell'atto costitutivo, salvo il diritto dell'amministratore al risarcimento dei danni, se la revoca avviene senza giusta causa.

Si segnala, per completezza, che il decreto legge n. 162/2019 è stato convertito, con modificazioni, dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8.

Tra i provvedimenti in corso di esame nel 2019 presso la Commissione Affari costituzionali della Camera dei deputati, si evidenzia il disegno di legge recante "Deleghe al Governo in materia di semplificazione e codificazione" (AC 1812). Il provvedimento contiene una serie di deleghe al Governo volte ad avviare un processo di semplificazione e di codificazione della normativa vigente in settori strategici per le esigenze economiche e sociali del Paese, al fine di potenziare la qualità e l'efficienza dell'azione amministrativa, di assicurare maggiore certezza dei rapporti giuridici e chiarezza del diritto, nonché di ridurre gli oneri regolatori gravanti sui cittadini e sulle imprese e di accrescerne la competitività.

Per quanto di competenza, l'art. 6 individua gli specifici settori che saranno oggetto della delega in materia di energia e fonti rinnovabili. Saranno, in particolare, coinvolti: la politica e la strategia energetica nazionale, anche con riferimento alle reti di trasporto di energia; le infrastrutture energetiche; la sicurezza degli approvvigionamenti e la gestione dei servizi energetici; l'energia elettrica e quella termica; la produzione, il trasporto e lo stoccaggio di energia; la riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra; le fonti energetiche rinnovabili, con particolare riferimento a quelle geotermiche e alla produzione di energia da fonte solare, eolica, da biomasse, biometano, biocarburanti e bioliquidi; il mercato dell'energia e la borsa elettrica; l'efficienza energetica; la liberalizzazione e la disciplina del mercato del gas naturale.

Si rileva, inoltre, l'emanazione di alcuni provvedimenti di particolare interesse inerenti al settore idrico. Ci si riferisce, in particolare: al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 17 aprile 2019, "Adozione del primo stralcio del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico – sezione invasi"; al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 30 maggio 2019, "Individuazione degli interventi prioritari e dei criteri di utilizzo del Fondo di garanzia delle opere idriche"; infine, al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 1° agosto 2019, "Adozione del primo stralcio del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico – sezione acquedotti".

Nello specifico, il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 30 maggio 2019 è finalizzato al potenziamento delle infrastrutture idriche e al superamento dei deficit infrastrutturali, attraverso la realizzazione di una serie di interventi, tra cui: interventi previsti nel Piano nazionale idrico; interventi necessari all'adeguamento delle infrastrutture idriche ai parametri di qualità tecnica fissati dall'Autorità con la delibera 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr; interventi volti all'adeguamento delle infrastrutture fognarie e depurative alle norme comunitarie e nazionali, in pendenza di procedure di infrazione europea; interventi di carattere emergenziale (per esempio, a seguito del rilevamento di sostanze inquinanti nelle acque); interventi di carattere strategico, funzionali al conseguimento o al miglioramento degli obiettivi di qualità del servizio idrico integrato; interventi per il risanamento, l'ammodernamento o l'ampliamento delle reti idriche acquedottistiche; interventi finalizzati al recupero della capacità di invaso delle grandi dighe o alla loro messa in sicurezza e interventi riguardanti le piccole dighe.

Il decreto in parola attribuisce all'Autorità il compito di: individuare le modalità di gestione del Fondo di garanzia e definire i requisiti soggettivi dei richiedenti; indicare le modalità di richiesta della garanzia; stabilire le modalità e i termini di rilascio della garanzia del valore, nonché delle garanzie di rimborso dei finanziamenti; circoscrivere i finanziamenti stessi e le altre operazioni finanziarie ammesse al rilascio della garanzia; definire le modalità di accantonamento; individuare le procedure di escussione e di surroga nei diritti del creditore, anche attraverso il ricorso alla procedura esattoriale.

L'Autorità è, altresì, tenuta a monitorare e verificare il rispetto dei principi e dei criteri contenuti nel decreto in analisi e a determinare la componente tariffaria destinata ad alimentare il Fondo di garanzia e a coprire i relativi costi di gestione. Il Fondo è istituito presso CSEA, che lo gestisce e concede le garanzie nel rispetto dei criteri individuati dal decreto, nonché dal decreto del Ministro dell'economia e delle finanze sulla garanzia di ultima istanza dello Stato per gli interventi del Fondo medesimo.

Il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 1° agosto 2019, invece, assegna, tra l'altro, all'Autorità il compito di disciplinare le condizioni, i termini e le modalità di erogazione delle risorse per la realizzazione degli interventi ivi previsti per promuovere il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche e mitigare, dunque, i danni connessi alla siccità.

Da ultimo, si menziona il decreto del Ministero dell'economia e delle finanze 8 agosto 2019, recante "Avvio a regime della rilevazione SIOPE per le autorità amministrative indipendenti, secondo le modalità previste dall'articolo 14, della legge 31 dicembre 2009, n. 196". In base al citato art. 14, comma 6, della legge 31 dicembre 2009, n. 196, le amministrazioni pubbliche trasmettono quotidianamente alla banca dati SIOPE, tramite i propri tesorieri o cassieri, i dati concernenti tutti gli incassi e i pagamenti effettuati, codificati con criteri uniformi su tutto il territorio nazionale. Ai sensi del comma 8 del medesimo articolo, il Ministero dell'economia e delle finanze stabilisce, con propri decreti, la codificazione, le modalità e i tempi per l'attuazione delle disposizioni citate.

Il decreto in esame estende la rilevazione SIOPE e le modalità di ordinazione degli incassi e dei pagamenti previste dall'art. 14 della menzionata legge n. 196/2009 alle autorità amministrative indipendenti, al fine di effettuare il monitoraggio dei conti pubblici e di verificarne la rispondenza con il Sistema europeo dei conti nazionali nell'ambito delle rappresentazioni contabili, a far data dal 1° gennaio 2020.



CAPITOLO

2

**RAPPORTI
ISTITUZIONALI
E *ACCOUNTABILITY***

INTERSETTORIALE

Coordinamento internazionale

Coordinamento tra i paesi membri dell'Unione europea e la Svizzera

Nel corso del 2019, l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente ha continuato a collaborare con gli altri regolatori europei, sia in modalità multilaterale, attraverso l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER), il Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER) e le piattaforme regionali previste dai nuovi regolamenti europei per il mercato elettrico, sia attraverso incontri bilaterali per approfondire la discussione su tematiche di comune interesse, in particolare con i regolatori dei paesi confinanti. L'attività è stata finalizzata alla definizione di regole trasparenti ed efficaci per la promozione di un mercato europeo dell'energia integrato, competitivo ed efficiente, come richiesto dal Terzo pacchetto energia (costituito dalle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE) e come confermato dai nuovi regolamenti rientranti nel cosiddetto Pacchetto energia pulita per tutti i cittadini (*Clean Energy Package* – CEP).

Agenzia europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER)

ACER è l'Agenzia introdotta con il Terzo pacchetto energia (in particolare con il regolamento (CE) 713/2009) per favorire la cooperazione fra le autorità di regolazione dei paesi comunitari e assisterle *"nell'esercizio, a livello comunitario, delle funzioni di regolazione svolte negli stati membri"*. L'assetto di funzionamento è attualmente disciplinato dal regolamento (UE) 942/2019, che dal 5 luglio 2019 ha sostituito il regolamento (CE) 713/2009 apportando alcune novità relative alla *governance* e alle competenze dell'Agenzia. In particolare, ACER è diventata la responsabile delle decisioni inerenti agli atti implementativi dei codici di rete originariamente sottoposti all'approvazione di tutte le autorità a livello europeo: tali proposte vengono, quindi, direttamente inviate all'Agenzia, che si esprime con una propria decisione entro sei mesi dalla ricezione. Rimane invece immutata la competenza primaria delle autorità di regolazione con riferimento agli atti implementativi di competenza regionale.

A livello organizzativo, ACER prevede un direttore, attualmente il danese Christian Zinglensen – entrato di recente in servizio al posto dell'italiano Alberto Pototschnig, che aveva guidato l'Agenzia dalla sua fondazione –, e un comitato dei regolatori (*Board of Regulators* – BoR), cui partecipano i rappresentanti delle autorità di regolazione dei 27 paesi europei (con la *Brexit* il regolatore inglese Ofgem non siede più nel comitato) e che è guidato da dicembre 2018 da Clara Poletti, commissario ARERA. Il direttore propone le decisioni che l'Agenzia intende adottare al BoR, il quale esprime un parere vincolante a maggioranza qualificata dei 2/3; con il nuovo regolamento (UE) 942/2019 i membri del BoR possono altresì formulare emendamenti alle proposte del direttore che, se approvati a maggioranza qualificata, devono essere tenuti in considerazione dal direttore stesso.

L'Autorità, nel corso del 2019, ha proseguito attivamente la propria attività in seno ad ACER, spesso assumendo ruoli trainanti nei Gruppi di lavoro cui è affidata la predisposizione dei diversi dossier nella responsabilità dell'Agenzia: in particolare per quanto riguarda il comparto elettrico, ARERA vede i propri rappresentanti attivi sia in qualità di responsabili di specifiche *task force* (mercati, *system operation*, *balancing* e infrastrutture), sia in qualità di referenti per la predisposizione di specifiche metodologie e dossier.

Nel Capitolo 3 di questo Volume (al paragrafo "Regolamenti europei e piani comunitari di sviluppo della rete", sottoparagrafo "Integrazione del mercato all'ingrosso e implementazione dei regolamenti europei"), sono ampiamente illustrati gli ambiti di intervento dell'Autorità in seno all'Agenzia, con particolare riferimento alla predisposizione del nuovo quadro regolatorio di riferimento per la creazione del mercato unico europeo per il settore elettrico. In aggiunta a queste attività, si segnala la cooperazione di ARERA allo svolgimento delle altre incombenze assegnate all'Agenzia nell'ambito del Terzo pacchetto: si pensi, per esempio, alle competenze relative al REMIT, regolamento (UE) 1227/2011 (*Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency*, ovvero regolamento sull'integrità e la trasparenza dei mercati energetici all'ingrosso), al regolamento (UE) 347/2013, cosiddetto regolamento infrastrutture, nonché alla redazione dei diversi rapporti di monitoraggio sullo stato del mercato interno e alle raccomandazioni in merito alle metodologie di analisi costi/benefici e ai rapporti sull'adeguatezza del sistema (sia per quanto riguarda il comparto elettrico, sia per quanto concerne quello del gas naturale).

Si segnala, infine, la stretta collaborazione attivata dai vertici di ARERA con quelli dei regolatori francese (*Commission de régulation de l'énergie* – CRE) e tedesco (*Bundesnetzagentur* – BNetzA). Tale collaborazione si articola in incontri periodici trilaterali, ospitati a rotazione dai diversi regolatori, nel corso dei quali vengono affrontate tematiche comuni relative ai mercati europei dell'energia (in particolare, nel corso dell'ultimo anno, sono stati discussi i temi relativi al nuovo Pacchetto energia pulita per tutti gli europei, all'impatto delle tariffe di trasporto del gas naturale sul funzionamento del mercato e allo sviluppo infrastrutturale) al fine di individuare, sviluppare e promuovere adeguate soluzioni regolatorie. Nel corso del 2019 si sono svolti due incontri: il 25 marzo a Bonn e il 28 ottobre a Roma. Nel 2020 il primo incontro si è svolto il 5 febbraio a Parigi.

Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER)

Il CEER, l'associazione indipendente delle Autorità nazionali di regolazione energetica, raggruppa tra i suoi membri non solo i rappresentanti dei paesi dell'Unione europea, ma anche quelli di Norvegia, Islanda e, in qualità di osservatori, di Albania, Svizzera, Montenegro, Macedonia del Nord, Kosovo, Moldavia, Bosnia ed Erzegovina, Georgia e Serbia. A seguito della *Brexit* il CEER, in quanto associazione indipendente, continuerà a vedere comunque la presenza del regolatore inglese OFGEM. Da dicembre 2018 il ruolo di presidente è ricoperto da Annegret Groebel dell'autorità di regolazione tedesca.

ARERA ha partecipato attivamente alle diverse attività promosse dall'associazione nel corso del 2019, sia nell'ambito del gas naturale (anche con riferimento alle prospettive del *sector coupling*), sia in tema di distributori e di consumatori. In particolare, filo conduttore che ha ispirato l'associazione è stata la strategia delle 3D (digitalizzazione, decarbonizzazione e regolazione dinamica), lanciata nel 2018 e ribadita nel corso del 2019 con la richiesta di un focus specifico sul ruolo dei consumatori nell'implementazione del Pacchetto CEP e di futuri interventi legislativi e normativi sul *phase-out* del carbone. A tale proposito, l'associazione

vuole mantenere il proprio ruolo guida e di interlocutore privilegiato per promuovere una regolazione efficace, capace di adattarsi anche in un contesto in forte cambiamento qual è il settore energetico europeo, caratterizzato da obiettivi di salvaguardia dell'ambiente e da sviluppi tecnologici repentini. Fondamentale è mantenere al centro gli interessi dei consumatori finali e mettere a disposizione di tutti il bagaglio di competenze dei propri membri per animare le attività di *training* e diffondere le migliori pratiche regolatorie, anche al di fuori dei confini dell'Unione europea.

In aggiunta, sempre in riferimento al settore elettrico, il CEER si è fatto promotore dello sviluppo e dell'utilizzo di risorse di flessibilità sulla rete di distribuzione, anche tramite l'implementazione di appositi meccanismi di mercato: in tale ottica rientra una cooperazione specifica con la Commissione per l'organizzazione di una serie di *workshop* dedicati al tema.

Com'è ormai tradizione, il CEER si è fatto altresì promotore di diversi corsi aperti sia ai propri membri, sia a partecipanti esterni: si segnalano in merito i corsi sui codici previsti dal regolamento elettrico del Terzo pacchetto e quelli sull'integrazione delle fonti rinnovabili e sulla cooperazione fra trasmissione e distribuzione, che hanno visto la partecipazione attiva del personale di ARERA in qualità di docente.

"The Bridge Beyond 2025" nel settore del gas

L'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER) e il Consiglio dei regolatori europei dell'energia (CEER) hanno presentato il 20 novembre 2019 un documento congiunto dal titolo "*The Bridge Beyond 2025*" e una raccomandazione alla Commissione europea contenente una serie di proposte per aggiornare la legislazione europea in materia di gas, allo scopo di facilitare la decarbonizzazione del settore energetico, di promuovere un mercato interno dell'energia e di massimizzare le opportunità derivanti dal *sector coupling* dei settori elettrico e del gas.

Durante il 2019, dopo l'entrata in vigore del *Clean Energy Package*, sia il CEER che ACER hanno condotto due diverse consultazioni pubbliche per raccogliere le opinioni di tutte le parti interessate al fine di individuare le sfide principali, in particolare per quanto riguarda il settore del gas naturale, che il settore energetico dovrà affrontare per contribuire all'obiettivo di decarbonizzazione dell'economia.

Nel citato documento "*Bridge Beyond 2025*", i regolatori europei ritengono che un aggiornamento necessario della legislazione vigente in materia di gas dovrebbe:

- definire e classificare precisamente quali sono i gas a basso contenuto di carbonio per un loro corretto inserimento nel mercato e una corretta valutazione dei loro benefici ambientali;
- istituire una regolazione dinamica ed efficiente finalizzata al raggiungimento degli obiettivi del *Gas Target Model*;
- facilitare il controllo regolatorio delle nuove attività, o dei piccoli progetti pilota, per la produzione di gas a basso contenuto di carbonio intraprese dalle entità già interessate allo sviluppo di infrastrutture, ben distinguendo le attività che possono essere avviate in regime competitivo da quelle in regime monopolistico.

I regolatori europei raccomandano, inoltre, che:

- la nuova legislazione sia tecnologicamente neutrale verso tutti i nuovi tipi di trasformazione dell'energia e verso ogni tipo di stoccaggio, riconoscendo quindi a ogni tecnologia gli stessi benefici sia in termini ambientali

sia in termini di sicurezza degli approvvigionamenti, ed evitando che a queste infrastrutture si applichi una doppia imposizione di costi;

- i nuovi investimenti in infrastrutture del gas siano intrapresi tenendo sempre a mente gli obiettivi di decarbonizzazione a lungo termine; eventuali *decommissioning* o cambiamenti nell'utilizzo delle infrastrutture esistenti devono essere concordati congiuntamente con le autorità di regolazione dei paesi interessati.

Per quanto riguarda le tariffe di trasporto del gas, ACER e CEER riconoscono che in alcuni importanti mercati europei del gas (come l'Italia) esiste un problema specifico per gli eccessivi costi legati al pagamento delle tariffe ogniqualvolta si attraversa il confine di un paese di transito (cosiddetto *pancaking* tariffario), problema che potrebbe essere esacerbato dalla recente implementazione del Codice di rete tariffe, generando così delle distorsioni nel commercio transfrontaliero di gas. Si richiede, quindi, che la Commissione consideri la possibilità di applicare delle soluzioni *ad hoc* in quei punti di interconnessione dove si rilevano evidenti difficoltà.

Infine, ACER e CEER propongono il rafforzamento di alcune misure *ex ante* per mitigare il rischio di comportamenti fraudolenti sul mercato del bilanciamento, per esempio con la creazione di una *black list* europea dei venditori inadempienti.

Settore idrico

Nel corso del 2019, l'associazione *European Water Regulators* (WAREG) ha rafforzato le proprie attività di scambio delle migliori pratiche di regolazione dei servizi idrici tra i suoi 31 membri¹. L'associazione si avvale di una struttura organizzativa propria, funzionante attraverso la partecipazione volontaria, posta sotto l'egida della Presidenza dell'Autorità, che ospita il Segretariato WAREG.

Nel 2019 si sono svolte quattro riunioni dell'Assemblea dell'associazione. Nel corso della diciassettesima riunione dell'Assemblea generale, ospitata dal regolatore dell'Irlanda (CRU) a Dublino il 12 e 13 febbraio 2019, è stato approvato il Piano di lavoro del WAREG per il 2019, che ha previsto diverse attività, fra cui:

- un *workshop* sui vantaggi della regolazione economica dei servizi idrici e di fognatura;
- l'organizzazione, entro la fine del 2019, del primo forum europeo della regolazione dei servizi idrici, ospitato dall'Autorità;
- la realizzazione di uno studio di *benchmarking* dei modelli tariffari vigenti in Europa;
- l'approvazione delle linee strategiche di azione del WAREG per gli anni 2020, 2021 e 2022.

È stata, inoltre, approvata una posizione comune rispetto alla consultazione pubblica disposta dalla Commissione europea in merito alla valutazione della direttiva quadro in tema di acque². La posizione del WAREG ha consentito

¹ Il *network* WAREG, nato ad aprile 2014, si è costituito come associazione no-profit di diritto italiano, con sede presso l'Autorità, il 5 dicembre 2017. Oltre all'Autorità, sono membri del WAREG anche le seguenti istituzioni: Agenzia nazionale per l'energia della Moldavia (ANRE); Autorità per i servizi pubblici della Romania (ANRSC); Commissione per la regolazione delle *utility* dell'Irlanda (CRU); Consiglio per i servizi idrici della Croazia (CWS); Autorità della concorrenza dell'Estonia (ECA); Commissione per la regolazione energetica della Repubblica della Macedonia del Nord (ERC); Autorità per il sistema idrico dell'Albania (ERRU); Autorità per il sistema idrico e i rifiuti del Portogallo (ERSAR); Autorità per il sistema idrico e i rifiuti delle Isole Azzorre (ERSARA); Commissione per l'energia e il sistema idrico della Bulgaria (EWRC); Commissione per l'energia e il sistema idrico della Georgia (GNERC); Autorità per l'energia e i servizi pubblici dell'Ungheria (HEA); Ministero dell'agricoltura, della pesca, dell'alimentazione e dell'ambiente della Spagna (MAPAMA); Ministero per la transizione ambientale e inclusiva della Francia (MEDDE); Regolatore per l'energia e i servizi idrici di Malta (REWS); Commissione nazionale per il controllo e i prezzi dell'energia della Lituania (NCC); Commissione per la regolazione dei servizi pubblici dell'Armenia (PSRC); Commissione per i servizi pubblici della Lettonia (PUC); Agenzia per l'energia del Montenegro (Regagen); Segretariato speciale per il sistema idrico della Grecia (SSW); Regolatore dei servizi pubblici dell'Irlanda del Nord (NIAUR); Agenzia per l'ambiente delle Fiandre (VMM); Commissione per l'industria idrica della Scozia (WICS); Autorità per i servizi idrici del Kosovo (WSRA). Inoltre, sono osservatori del WAREG: il Ministero delle foreste e del settore idrico della Turchia; il regolatore della Polonia (*State Water Holding Polish Waters*); l'Autorità della concorrenza e dei consumatori della Danimarca (KFST); il regolatore del settore idrico di Inghilterra e Galles (OFWAT); l'Agenzia provinciale per le risorse idriche e l'energia di Trento (APRIE).

² 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.

di evidenziare le maggiori criticità nel raggiungimento degli obiettivi di qualità dei servizi idrici e dello stato delle acque in Europa, come, per esempio, la gestione della domanda idrica in aree ad alta intensità di popolazione, il sottodimensionamento delle reti fognarie, gli alti livelli di perdite nelle reti idriche. Inoltre, i regolatori che partecipano al WAREG hanno sottolineato la necessità di adottare strumenti di regolazione tariffaria per incrementare l'efficienza dei servizi di acqua potabile e del trattamento delle acque reflue e per migliorare la trasparenza dell'informazione al pubblico.

Nella diciottesima riunione dell'Assemblea generale, ospitata dal regolatore della Lituania (VERT) a Vilnius il 21 maggio 2019, è stato approvato il Piano triennale di attività per gli anni 2020, 2021 e 2022, incentrato sui seguenti tre obiettivi generali:

- la cooperazione tecnica tra i membri relativamente alle tematiche che riguardano modelli di regolazione di tipo *input-based* (regolazione tariffaria classica) e *output-based* (regolazione per obiettivi di *performance* dei soggetti regolati), alla sostenibilità sociale delle tariffe, alla promozione dell'innovazione e della qualità ambientale e alla *governance* della regolazione nel settore idrico;
- il consolidamento delle relazioni con le istituzioni comunitarie dell'Unione europea e con le organizzazioni internazionali, finalizzate a promuovere il ruolo della regolazione economica per la piena implementazione dell'*acquis* comunitario europeo in materia di acqua e per il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo sostenibile indicati dall'Agenda 2030 dell'Organizzazione delle nazioni unite (ONU);
- il rafforzamento della comunicazione interna ed esterna, attraverso seminari, *workshop*, rapporti annuali, *social media*, sito web.

Nella medesima riunione si è stabilito, inoltre, che le risorse necessarie al raggiungimento dei suddetti obiettivi non saranno più fornite esclusivamente su base volontaristica da parte dei singoli membri, ma anche mediante quote associative raccolte secondo le modalità stabilite dalla stessa Assemblea generale e attraverso programmi di finanziamento pubblico europei o internazionali.

Nella diciannovesima riunione dell'Assemblea generale, ospitata dal regolatore ungherese (HEA) a Budapest il 5 settembre 2019, è stata approvata la richiesta del regolatore della regione di Bruxelles (BRUGEL) di diventare membro del WAREG. Il medesimo regolatore si è reso disponibile a ospitare un'ulteriore sede dell'associazione, a Bruxelles, a partire dal mese di gennaio 2020.

Nella stessa riunione è stato presentato il Rapporto finale del WAREG sui modelli di regolazione tariffaria dei servizi idrici e sanitari esistenti in Europa, che è stato anche oggetto di discussione con i rappresentanti dell'OCSE (Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico in Europa) e della Banca mondiale nel *workshop* organizzato dal Segretariato WAREG il giorno successivo. Tale Rapporto³, predisposto dal Gruppo di lavoro sulle tariffe e dal Segretariato WAREG, svolge una ricognizione in merito al principio di copertura dei costi dei servizi idrici nella legislazione comunitaria relativamente al settore idrico e analizza le principali metodologie tariffarie applicate in Europa, le relative componenti e le modalità di calcolo della tariffa. Dal Rapporto emergono l'assenza di un criterio unico di interpretazione del principio europeo di copertura dei costi dei servizi idrici e, di conseguenza, la diversità dei modelli tariffari vigenti in Europa, ciascuno dei quali è adeguato a obiettivi specifici per le imprese regolate e per i consumatori, stabiliti a livello locale, regionale o nazionale.

³ Disponibile sul sito web WAREG: www.wareg.org.

Nella ventesima riunione dell'Assemblea generale del WAREG, organizzata da ARERA e ospitata dal Ministero degli affari esteri e della cooperazione internazionale (MAECI) a Roma il 2 dicembre 2019, è stato discusso e approvato l'ammontare delle quote associative a copertura del bilancio previsionale dell'associazione per l'anno 2020. È stato, altresì, approvato il Rapporto inerente ai primi sei anni di attività⁴.

A sostegno delle attività istituzionali di cooperazione tra regolatori idrici e di raccordo con istituzioni e *stakeholder* europei e organizzazioni internazionali, la Presidenza italiana del WAREG, avvalendosi del Segretariato, ha organizzato tre seminari tematici, a margine di ognuna delle predette riunioni dell'Assemblea generale, finalizzati ad approfondire il ruolo della regolazione economica; in particolare si sono svolti:

- un seminario con i regolatori membri, istituti di ricerca inglesi e rappresentanti della Commissione europea e dell'OCSE sull'applicazione dei principi di economia comportamentale alla regolazione dei servizi idrici. Il seminario ha evidenziato l'attenzione dei cittadini alle variazioni di prezzo dei servizi idrici, in mercati caratterizzati da elevata trasparenza di informazione, approfondendo il processo di coinvolgimento degli *stakeholder* nella definizione della metodologia tariffaria nazionale in Gran Bretagna;
- un *workshop* con i regolatori membri e con l'OCSE sulla *governance* della regolazione economica nel settore idrico. L'incontro, nel confermare i benefici di una regolazione trasparente e indipendente sotto il profilo dell'omogeneità e della stabilità delle regole, ha evidenziato la presenza in Europa di molteplici modelli di *governance*, più decentralizzati verso regolatori locali o regionali ovvero più centralizzati con un regolatore nazionale indipendente. È emersa, inoltre, l'esistenza di correlazioni tra la tipologia di regolazione economica e fattori socio-economici, industriali e di organizzazione dello Stato;
- un incontro con i regolatori membri e con la Banca mondiale sul rapporto del WAREG relativo alle macro-strutture tariffarie, che ha permesso di approfondire elementi essenziali della regolazione tariffaria, quali, per esempio, la tipologia di costi (finanziari, operativi e in capitale, della risorsa idrica, ambientali) coperti da tariffa, le modalità di raccolta dei dati economici dagli operatori, le metodologie di calcolo della tariffa, l'eventuale utilizzo di indicatori per valutare la *performance* degli operatori.

Il 3 dicembre 2019 l'Autorità, in coordinamento con il Segretariato e i membri del WAREG, ha organizzato il primo "Forum europeo sulla regolazione dei servizi idrici" aperto al pubblico, con l'obiettivo di rafforzare il dialogo tecnico e istituzionale tra *stakeholder* europei e dare ampia visibilità internazionale al ruolo della regolazione economica nel settore idrico. Il Forum ha permesso di approfondire quattro aree tematiche:

1. *governance* delle risorse idriche;
2. efficienza dei servizi idrici e modelli di valutazione dei loro costi;
3. innovazione e sostenibilità ambientale;
4. regolazione delle tariffe e della loro convenienza sociale.

Al Forum hanno partecipato oltre 50 relatori provenienti dai principali attori del settore a livello europeo (regolatori, istituzioni europee e finanziarie, organizzazioni internazionali, accademici) e oltre 200 uditori. Dalle conclusioni del Forum sono emersi:

- i possibili impatti delle riforme in atto, con riferimento alla normativa europea di settore e agli obiettivi europei sulla circolarità dell'economia;
- una crescente richiesta di trasparenza delle informazioni sul rispetto dell'ambiente da parte dei cittadini europei;

⁴ Disponibile sul sito web WAREG, al link www.wareg.org/news.php?q=detail&id=24.

- un aumentato tasso di innovazione degli operatori del settore, sempre più sensibili ai rischi derivanti dal cambiamento climatico e, pertanto, più attenti alla diversificazione degli investimenti e all'intensificazione delle competenze interne finalizzate a raggiungere obiettivi di qualità più stringenti;
- la necessità di adeguare gli strumenti di regolazione economica alla valutazione di rischi esogeni, all'innovazione del settore e al coinvolgimento degli *stakeholder*.

Settore dei rifiuti

A seguito dell'assegnazione, con la legge 27 dicembre 2017, n. 205, di nuove competenze di regolazione in materia di tariffe e qualità dei rifiuti urbani, l'Autorità si è attivata per valutare, da un lato, la diffusione e le caratteristiche degli strumenti di regolazione adottati dagli stati membri dell'UE, a fronte di un quadro generalizzato di prevalenza delle competenze degli enti locali, e, dall'altro, l'opportunità di avviare un confronto con gli attori istituzionali che, a livello centrale, hanno competenze analoghe.

In quest'ottica, il 21 maggio 2019, a margine dell'Assemblea generale del WAREG di Vilnius, si è svolta una prima riunione, coordinata dagli Uffici dell'Autorità italiana, tra i regolatori indipendenti dei servizi di pubblica utilità di Italia, Portogallo e Azzorre, Lettonia, Lituania, Romania e Ungheria, durante la quale è stata verificata l'esigenza di scambiare informazioni e di condividere alcuni obiettivi comuni, con riferimento, in particolare:

- all'analisi delle migliori pratiche a livello comunitario in materia di gestione dei rifiuti urbani;
- all'opportunità di discutere di una regolazione economica orientata a perseguire anche obiettivi ambientali secondo criteri di efficienza e di efficacia;
- alla necessità di monitorare la normativa comunitaria rilevante, analizzandone gli impatti sugli assetti nazionali di regolazione dei rifiuti urbani e assimilati, soprattutto in relazione al previsto recepimento del cosiddetto Pacchetto economia circolare predisposto dalla normativa europea.

I regolatori coinvolti hanno, quindi, concordato di verificare l'opportunità di sostenere un'iniziativa strutturata di *networking* e, a tale scopo, hanno organizzato una prima riunione (c.d. *kick-off meeting*), ospitata a Milano dall'Autorità il 25 e 26 giugno 2019, alla quale ha partecipato, per la Commissione europea, un rappresentante della Direzione Generale Ambiente (ENVI).

Nel corso del *kick-off meeting*, i partecipanti:

- hanno presentato gli assetti istituzionali che presiedono alla regolazione dei rifiuti urbani nei rispettivi paesi, come primo passo delle attività di studio comparativo e di diffusione delle migliori pratiche di tariffazione e di qualità dei servizi di gestione dei rifiuti;
- hanno ascoltato l'esposizione, da parte della Commissione europea, dei punti qualificanti del Pacchetto economia circolare e discusso del ruolo della regolazione economica nell'implementazione delle norme del Pacchetto relative ai rifiuti;
- hanno deciso di avviare, inizialmente con modalità informali, un *network* europeo dei regolatori dei rifiuti urbani, allargato anche alle autorità centrali degli stati membri che, a vario titolo, prevedono una responsabilità centralizzata per la regolazione e la programmazione di uno o più settori di intervento.

Il *network* – composto da ARERA (Italia), ANRSC (Romania), ERSAR ed ERSARA (Portogallo e Azzorre), MEKH (Ungheria), PUC (Lettonia), VERT (Lituania) – ha selezionato come obiettivi fondamentali:

- lo scambio di informazioni e di pratiche, nonché l'analisi degli assetti regolamentari prevalenti nell'Unione europea;
- l'avvio di un dibattito sul contributo della regolazione all'implementazione equilibrata ed efficace della normativa europea (a oggi comprensibilmente incentrata sugli obiettivi ambientali) sui rifiuti urbani.

Anche in ragione dei consistenti investimenti necessari per realizzare le tecnologie e i processi previsti dal Pacchetto economia circolare, i regolatori convenuti nel *network* hanno ritenuto di promuovere una riflessione sull'impatto economico dei nuovi obiettivi comunitari; l'introduzione e la diffusione di pratiche regolatorie orientate all'efficienza possono, infatti, secondo i regolatori che aderiscono all'iniziativa, contribuire in maniera determinante al successo delle politiche ambientali, attraverso:

- l'individuazione e l'applicazione di tariffe che riflettano i costi efficienti, dati gli obiettivi di economia circolare;
- il sostegno all'innovazione e all'incentivazione degli investimenti necessari al cambiamento tecnologico richiesto;
- la neutralità del regime proprietario e del modello gestionale prescelto dalle comunità locali rispetto ai criteri di trasparenza, efficienza ed efficacia del settore dei rifiuti urbani, e la conseguente tutela della concorrenza tra soggetti prestatori dei servizi;
- la garanzia di accesso a servizi di qualità a tutti i cittadini.

Nella successiva riunione del 5 settembre 2019 a Budapest, i membri del *network* hanno approvato un documento fondativo, "*Establishing a network of European municipal waste regulators*", che ha rappresentato la base per un confronto formale con gli Uffici competenti della Commissione europea, incontrati il 5 novembre da alcuni rappresentanti del *network*. Dal confronto è emerso che:

- la Commissione europea apprezza e sostiene il progetto di istituire una rete di regolatori dei rifiuti urbani, nelle forme e secondo le modalità proposte dal *network*, anche al fine di far emergere le buone pratiche e le soluzioni efficaci in un settore frammentato e differenziato;
- la Commissione e il *network* si impegnano a confrontarsi, ed eventualmente a collaborare, su spunti di comune interesse e in occasione della revisione della normativa comunitaria sui rifiuti, con particolare riferimento a innovazioni, quali la differenziazione di qualità ai fini del riciclo e il rafforzamento della partecipazione economica degli schemi di responsabilità estesa del produttore;
- la Commissione ritiene utile un confronto con le principali associazioni europee attive nel settore dei rifiuti.

Adesione dell'Autorità al NEON – *National Energy Ombudsmen Network*

ARERA, che ha istituito l'organismo ADR (*Alternative Dispute Resolution*) Servizio conciliazione (si veda il paragrafo "Il sistema di tutele dei clienti e utenti finali", sottoparagrafo "Il Servizio conciliazione dell'Autorità", al Capitolo 9 del presente Volume), aderisce al NEON (*National Energy Ombudsmen Network*) dal 2016 in qualità di *full member*. L'Italia detiene, inoltre, la Vicepresidenza a decorrere dal 2019.

Il NEON è un *network* associativo senza scopo di lucro, con sede a Bruxelles, che riunisce *ombudsmen*⁵ e organismi di risoluzione extragiudiziale delle controversie per i consumatori che operano nei settori energetici, a

⁵ Gli *ombudsmen*, oltre alla propria attività di risoluzione della singola controversia, mirano, più in generale, al miglioramento del rapporto fra consumatore e operatore, anche per mezzo di apposite segnalazioni ai soggetti pubblici (nazionali e internazionali) competenti, per l'efficientamento della normativa e della regolazione applicabili al settore di cui si occupano.

rilevanza sia nazionale sia regionale e afferenti a paesi UE o extra-UE. Per ulteriori informazioni su caratteristiche, funzionamento e finalità dell'associazione, si rinvia al Capitolo 1 del Volume 2 della *Relazione Annuale 2019*.

Oltre all'Italia, gli altri membri, a vario titolo, del NEON sono: Belgio (*Service de Médiation de l'Énergie/Ombudsdienst voor Energie*), Irlanda (*Commission for Regulation of Utilities*), Polonia (*Coordinator for negotiations to the President of Energy Regulatory Office – URE/ERO*), UK (*Ombudsman Services*), Georgia (*Energy Ombudsman*), Catalogna (*Sindic – El defensor de les persones*) e Wallonia (*CWaPE – Commission Wallonne pour l'Énergie*).

Il 19 febbraio 2019 e l'11 novembre 2019 si sono tenuti, rispettivamente, a Roma e a Bruxelles, due *general meeting* del NEON. Nel primo, sono stati nominati, per il biennio 2019-2020, gli organi dell'attuale *administrative body*, che si occupa della gestione quotidiana del *network*, in collaborazione con il Segretario generale.

Nel corso del 2019 è proseguita l'attività del NEON, sia sotto il profilo della rappresentanza dei membri a livello europeo sulle tematiche di interesse e del monitoraggio delle relative iniziative comunitarie, soprattutto legislative, sia con riguardo alla promozione e alla diffusione di *best practice*, anche mediante la collaborazione con istituzioni e regolatori europei di settore, nonché all'organizzazione di *workshop* e alla partecipazione a incontri tecnici.

In particolare, il NEON ha co-organizzato due eventi di approfondimento e dibattito su tematiche specifiche: il primo, il 4 aprile 2019, in collaborazione con il CWaPE, dal titolo "*Collective self-consumption framework in Wallonia and in Europe*"; il secondo, il 6 novembre 2019, in collaborazione con il CEER e il BEUC (Organizzazione europea dei consumatori⁶), in occasione del quale regolatori, organismi ADR, organizzazioni dei consumatori e rappresentanti della Commissione europea si sono confrontati, con un approccio intersettoriale e interistituzionale, sul tema della protezione dei consumatori che acquistano *bundled product*.

Nel proprio sito internet (neon-ombudsman.org), il NEON ha pubblicato documenti di vario genere, volti sia a rendere nota la posizione dell'associazione su specifici argomenti di interesse, sia a rendicontare le attività dei singoli membri e dell'associazione stessa.

In particolare, il 26 marzo 2019 è stato pubblicato un *position paper* nel corso dell'iter di adozione della direttiva 2019/944/UE per il mercato interno dell'energia elettrica, che è parte del *Clean Energy Package*. Il 1° ottobre 2019, invece, prendendo spunto dal rapporto della Commissione europea del 25 settembre 2019 sull'applicazione della direttiva 2013/11/UE sull'ADR per i consumatori, è stato pubblicato, in allegato allo *statement* di commento a tale rapporto, un documento di analisi, nel quale sono riportate le principali evidenze di uno studio interno al *network* relativo all'impatto della predetta direttiva sugli organismi ADR con mandato pubblico, come quelli facenti parte del NEON.

Sul piano della rendicontazione operativa, il 30 settembre 2019 è stato pubblicato un rapporto annuale sull'attività svolta dal NEON nel 2018, che si somma alle relazioni annuali 2018 dei singoli membri progressivamente rese disponibili nel sito web dell'associazione.

⁶ L'acronimo BEUC deriva dalla denominazione francese *Bureau européen des unions de consommateurs*.

Svizzera

Nell'ambito dell'implementazione dei regolamenti europei del settore elettrico merita particolare attenzione la gestione dei rapporti con la Svizzera: com'è noto, infatti, la Svizzera non fa parte dell'Unione europea, tuttavia, stante la sua posizione centrale a livello geografico, riveste un ruolo importante sia per le transazioni di mercato, sia per quanto riguarda la sicurezza dell'esercizio. Per tale motivo, il regolatore svizzero, da un lato, partecipa in qualità di osservatore ai lavori delle *task force* europee organizzate da ACER e, dall'altro, si coordina con l'Autorità per la definizione delle modalità di interazione fra i sistemi elettrici svizzero e italiano. Per quanto attiene, in particolare, a quest'ultimo coordinamento, a partire dal 17 aprile 2019 sono attive le aste implicite infragiornaliere sulla frontiera Italia-Svizzera (si vedano, a questo proposito, le delibere dell'Autorità 9 aprile 2019, 134/2019/R/eel, e 16 aprile 2019, 159/2019/R/eel) sulla base dell'analogo modello già in essere dal 21 giugno 2016 sulla frontiera con la Slovenia. In conseguenza di ciò, sono cambiate le modalità di allocazione della capacità con la frontiera svizzera: le aste esplicite, infatti, rimangono in essere solo per i diritti di trasmissione di lungo termine (con regole che ricalcano quelle in uso per tutti gli altri confini europei, ai sensi del regolamento (UE) 1719/2016 – FCA⁷) e per l'orizzonte giornaliero (in quanto il passaggio alla modalità implicita nell'ambito del *market coupling* è consentito dal regolamento (UE) 1222/2015 – CACM⁸ solamente a valle del raggiungimento di un accordo in materia di politica energetica fra Svizzera e Unione europea). Si ricorda, infine, che le regole per le aste esplicite per l'orizzonte giornaliero sul confine italo-svizzero sono condivise anche con il confine italo-greco, per il quale non è ancora stato implementato il *market coupling* ai sensi del regolamento CACM per motivi legati a ritardi, da parte della Grecia, nello sviluppo di un mercato coerente con i requisiti previsti dal regolamento stesso.

Rapporti e iniziative con paesi non appartenenti all'Unione europea

Nel 2019, l'Autorità ha consolidato il proprio impegno a livello internazionale, rafforzando il dialogo e la cooperazione tecnico-istituzionale a livello multilaterale e bilaterale, nonché collaborando con le istituzioni europee e internazionali per contribuire allo sviluppo e all'integrazione dei mercati, grazie alla condivisione di regole comuni in campo energetico. L'Autorità ha, altresì, promosso azioni tese a confermare il ruolo sempre più riconosciuto di regolatore di riferimento nella regione dei Balcani e nel bacino del Mediterraneo, aree geografiche di primaria importanza per il sistema energetico italiano, anche in considerazione degli investimenti, sempre crescenti, in infrastrutture energetiche.

Mercato dell'energia nei paesi del Sud-Est Europa

Considerata la necessità di promuovere e di facilitare il processo di integrazione dei mercati energetici, nel 2019 è proseguita la promozione di una serie di attività nell'ambito del processo di Berlino⁹ *Western Balkans 6*

⁷ Regolamento del 26 settembre 2016 che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità a termine (*Guideline on forward capacity allocation* – FCA).

⁸ Regolamento del 24 luglio 2015 che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione (*Guideline on capacity allocation and congestion management* – CACM).

⁹ Avviato con la Conferenza degli stati dei Balcani occidentali il 28 agosto 2014 a Berlino, il *Berlin Process* (indicato anche come *Western Balkan 6 Process* – WB6) è un'iniziativa diplomatica di cooperazione intergovernativa, promossa dal Cancelliere tedesco Angela Merkel e finalizzata al futuro allargamento dell'Unione europea ai paesi della regione balcanica.

(WB6), che, tra i numerosi obiettivi, prevede di favorire lo sviluppo di meccanismi di *electricity day ahead market coupling* nei sei paesi dei Balcani occidentali (Albania, Bosnia ed Erzegovina, Macedonia del Nord, Kosovo, Montenegro e Serbia). In particolare, i paesi coinvolti hanno concordato alcune *soft measure* per favorire lo sviluppo del mercato regionale; tali misure prevedono la rimozione delle barriere legislative e regolatorie e il rafforzamento delle strutture istituzionali esistenti per il funzionamento del mercato, in linea con i principi dell'*acquis communautaire*.

Nel corso del 2019, Terna (gestore della rete per la trasmissione elettrica), il Gestore dei mercati energetici (GME) e l'Autorità¹⁰ hanno implementato le attività nell'ambito del "*Memorandum of understanding (MoU) on regional electricity market development and establishing a framework for other future collaboration*", sottoscritto tra i ministri dell'energia, i regolatori, i TSO (*Transmission System Operator*) e le borse elettriche dei paesi parte del WB6. Obiettivo finale dell'accordo è integrare i mercati dei paesi membri del WB6 con quelli degli stati membri dell'Unione europea che aderiscono al progetto *Multi-Regional Coupling (MRC)*, tra cui è compresa anche l'Italia. Hanno aderito al processo anche altri paesi europei, tra cui Bulgaria, Croazia, Grecia, Romania e Ungheria.

Nel 2019 l'*Energy Community Regulatory Board (ECRB)* ha proseguito la sua azione di coordinamento e di supporto all'implementazione dell'*acquis communautaire* a favore delle parti contraenti del Trattato sull'*Energy Community*. Anche per l'anno in corso non è stato concluso l'accordo in sede europea relativo all'implementazione dei codici di rete elettrici in ambito di *Energy Community*, che avrebbe implicato una riforma del Trattato. In particolare, non verrà adottato e trasposto nell'ordinamento dei paesi dell'Unione del Sud-Est Europa il citato regolamento (UE) 1222/2015 su *capacity allocation and congestion management (CACM)*, fondamentale per l'implementazione di meccanismi di *market coupling* nella regione.

Nel corso dell'anno in esame l'ECRB ha collaborato con altri organismi internazionali, tra cui l'associazione *Mediterranean Energy Regulators (MEDREG)*, attraverso l'interazione con alcuni dei suoi Gruppi tecnici.

Inoltre, nel 2019 si è consolidata la cooperazione con il *Council of European Energy Regulators (CEER)*, l'ECRB e il MEDREG, nell'ambito di un apposito *memorandum* di cooperazione sottoscritto nel dicembre 2018, attraverso l'organizzazione del secondo *meeting* trilaterale, "*Workshop on consumer involvement and retail market opening*", che si è svolto il 25 giugno 2019 a Bruxelles.

Con riferimento all'attività 2019 in ambito elettrico, il *Working Group* è stato presieduto dal regolatore montenegrino Regagen e ha affrontato, tra gli altri, due temi rilevanti ai fini dell'implementazione anticipata del regolamento (UE) 1222/2015: la designazione dei *Nominated Electricity Market Operator (NEMO)* da parte dei paesi firmatari del Trattato e l'elaborazione di linee guida rivolte ai gestori di rete, ai fini dell'adozione di una comune metodologia di calcolo della capacità transfrontaliera.

L'Autorità è stata direttamente coinvolta nei lavori dell'*Electricity Working Group (EWG)*, sia attraverso il coordinamento della *Task force 1 – Wholesale market opening*, sia attraverso i periodici aggiornamenti sui progressi raggiunti dai regolatori europei nell'attuazione dell'integrazione dei mercati elettrici.

¹⁰ L'Autorità ha sottoscritto il MoU nel 2016, mentre Terna e il GME nel 2017, come il Ministero dello sviluppo economico.

Per quanto riguarda il settore del gas naturale, il Gruppo di lavoro sul gas (ECRB GWG), presieduto dal regolatore moldavo (ANRE), ha predisposto il *report* sul monitoraggio dei mercati all'ingrosso e il documento relativo alla trasparenza dei mercati nei paesi dell'*Energy Community* congiuntamente al Gruppo sul gas del MEDREG, analizzando il livello di ottemperanza delle *contracting parties* alle norme sulla trasparenza previste dall'*acquis communautaire*.

Relativamente al Gruppo sui consumatori, presieduto dal regolatore bosniaco (SERC), è stato realizzato un *report* sul monitoraggio del mercato *retail*.

Per quanto concerne il Gruppo sul REMIT, anche nel 2019 ha continuato le attività di implementazione di alcune delle prescrizioni contenute nel regolamento, in tema di integrità e di trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso.

In occasione dell'ultimo *Board* di ECRB del dicembre 2019, è stato eletto il nuovo presidente per il prossimo biennio, il Presidente del regolatore della Macedonia del Nord (ERC).

Si sono, inoltre, svolti i due forum annuali per il settore elettrico e del gas, rispettivamente ad Atene e a Lubiana. Nel corso del forum di Atene del maggio 2019, si è fortemente promossa l'implementazione di mercati *day ahead* nei Balcani, quale condizione di base per lo sviluppo di meccanismi di *market coupling* tra paesi confinanti. Le attività riconducibili al WB6 dovranno coordinarsi con quanto svolto a livello europeo nell'ambito dell'iniziativa *Central and Southern Est Europe Connectivity* (CESEC). Inoltre, nel corso del forum è stato auspicato che anche nei paesi balcanici siano applicate misure per promuovere la decarbonizzazione e l'adozione, anche in ambito *Energy Community*, del *Clean Energy Package*.

Durante i lavori del forum sul gas sono stati accolti con favore gli sforzi compiuti dai gestori dei sistemi di trasmissione e dalle autorità di regolazione per il recepimento dei codici di rete del settore del gas e ne è stato sollecitato il recepimento e l'attuazione da parte dei paesi in cui tali processi non sono ancora stati avviati.

Progetto KEP: Support for strengthening energy regulatory authorities in the Western Balkans

Nell'ambito delle attività relative all'area dei Balcani occidentali, l'Autorità partecipa al progetto *Know Exchange Programme* (KEP) "*Central European Initiative (CEI) – Support for strengthening energy regulatory authorities in the Western Balkans*".

Nel corso del 2019, l'Autorità, insieme al Segretariato tecnico della CEI, si è occupata del coordinamento delle attività del progetto e, in collaborazione con il Gestore dei mercati elettrici (GME) e con Terna, ha implementato le attività di *capacity building* ripartite in altri quattro *workshop* tecnici che si sono svolti a rotazione nei paesi coinvolti (il 29 marzo a Trieste, il 10 giugno a Belgrado, il 3 ottobre a Podgorica, il 27 novembre a Roma).

Tutte le attività del progetto hanno mirato a sviluppare le opportune capacità tecniche relative al processo di integrazione e al funzionamento dei mercati elettrici, anche al fine di una migliore valutazione delle proposte dei gestori delle reti di trasmissione e delle borse coinvolte nel progetto di *coupling*.

Il 27 novembre si è svolta la cerimonia di chiusura, dal titolo *"Electricity integration in the Balkan Region: challenges and opportunities"*, della seconda edizione del progetto KEP. L'occasione ha consentito di compiere un bilancio generale dei primi due anni dell'iniziativa e di delineare le fasi delle future attività.

Riguardo al progetto di *market coupling* tra Albania, Italia, Montenegro e Serbia (progetto AIMS), nel 2019 l'Autorità, in coordinamento con i regolatori degli altri tre paesi coinvolti, ha monitorato i lavori del Gruppo costituito dai rispettivi gestori di rete e dai gestori di mercato. In particolare, il Gruppo di lavoro si è impegnato a condurre l'analisi di fattibilità del progetto, al fine di individuare i rischi e gli ostacoli da rimuovere prima di passare alle fasi successive. L'incertezza sulla data di adozione e sulla successiva trasposizione del regolamento (UE) 1222/2015 nel quadro legale delle *contracting parties* rappresenta il principale fattore di rischio cui è soggetto il progetto, mentre il principale ostacolo è costituito dal ritardo dell'entrata in operatività dei gestori di mercato in Albania e Montenegro. I risultati dell'analisi verranno ufficialmente comunicati ai regolatori nel corso del 2020.

Mercato dell'energia nei paesi dell'area del Mediterraneo

ARERA anche nel 2019 ha continuato a svolgere un ruolo attivo nell'ambito dell'associazione MEDREG (*Mediterranean Energy Regulators*), di cui è fondatrice. L'Autorità è inoltre Vicepresidente permanente e ospita il Segretariato generale dell'associazione.

La 27ª Assemblea generale MEDREG è stata ospitata dal regolatore albanese (ERE) e ha avuto luogo a Tirana il 18 e 19 giugno 2019. Nel corso della riunione sono stati approvati i principali documenti tecnici elaborati dai Gruppi di lavoro e si è discusso in via preliminare della strategia 2020-2022, volta in particolare a:

- supportare la costituzione di autorità di regolazione indipendenti nei paesi dove ancora non sono presenti (Libano e Tunisia);
- promuovere maggiore chiarezza e trasparenza a livello regolatorio (per esempio, attraverso l'approvazione di codici di rete per progetti *cross-border*), al fine di incentivare investimenti in infrastrutture di trasporto;
- garantire maggiore competitività e concorrenza attraverso azioni (per esempio, *capacity* e *institution building*) *tailor made* nei paesi membri, con l'obiettivo di migliorare l'azione regolatoria a livello regionale e di creare, quindi, le condizioni per una migliore armonizzazione dei quadri regolatori nella regione euro-mediterranea;
- identificare un approccio comune e programmi di assistenza tecnica a tutela dei consumatori;
- intensificare la cooperazione a livello regionale attraverso lo sviluppo di progetti comuni con altri partner strategici, soprattutto a sostegno delle fonti di energia rinnovabile e dello sviluppo delle *smart grid*.

Lo stesso 18 giugno si è svolto un *workshop* congiunto MEDREG-ECRB, dal titolo *"Future of net-metering and renewable energy support auction mechanism in the MEDREG and ECRB regions"*, con l'intento di analizzare il ruolo dei regolatori nel supportare lo sviluppo di meccanismi d'asta per incentivare la produzione di energia da fonti rinnovabili, con particolare riguardo al futuro del *net metering*. MEDREG ha fornito ampio sostegno ai paesi della sponda Sud del Mediterraneo, in particolare all'Algeria e all'Autorità palestinese, nel processo di definizione di meccanismi d'asta, quale incentivo alla produzione di energia da fonti rinnovabili.

Il 6 novembre a Bruxelles è stato organizzato un forum dal titolo *"At the forefront of pro-active and resilient energy regulation"*. Nel corso della riunione è emersa la sempre maggiore rilevanza del gas e delle fonti energetiche

rinnovabili ed è stato analizzato il loro impatto sulle reti energetiche transnazionali nell'ottica di creare un vero mercato energetico del Mediterraneo, in grado di attrarre sempre più investimenti.

Il giorno seguente si è tenuta, sempre a Bruxelles, la 28ª Assemblea generale, nel corso della quale sono stati approvati i principali lavori dei Gruppi di lavoro, tra cui *"Impact of the creation of a regulator on the Lebanese electricity market"* per il Gruppo sull'elettrico, *"Analysis of auction mechanisms to promote RES"* e *"Regulatory practices on handling technical and non-technical losses for electricity"* per il Gruppo sulle rinnovabili.

Per quanto riguarda l'attività svolta:

- il *Working Group Affari istituzionali* (INS WG), co-presieduto dal regolatore greco (RAE) e da quello israeliano (PUA), con la vicepresidenza del regolatore albanese (ERE), ha continuato a svolgere attività di supporto alle riforme regolatorie nazionali attraverso l'organizzazione di specifiche attività, tra cui i seguenti *training*: *"The economics of regulation moving from monopolies to competitive wholesale electricity markets"*, a maggio a Gerusalemme; *"MEDREG training on the scope and role of regulation"*, a giugno a Milano; *"Establishment of a methodology for setting the terms and conditions for financing, definition and identification of public service obligations for electricity and gas"*, a ottobre ad Algeri; *"Licensing procedures and electricity storage: a way forward for Jordan"*, a novembre ad Amman; *"Med-TSO and MEDREG gathered for a three-day training on regulating electricity infrastructure investment"*, a dicembre a Roma;
- il *Working Group Elettricità* (ELE WG), co-presieduto dal regolatore francese (CRE) e da quello giordano (EMRC), con la vicepresidenza del regolatore palestinese (PERC), nel corso del 2019 ha aggiornato il *report* MEDREG *"Electricity market observatory"*, ha avviato i lavori relativi al documento *"Quality and security of supply"* e ha concluso i *report* *"Regulatory options for the stimulation of infrastructure investments"*, *"Impact of the creation of a regulator on the Lebanese electricity market"* e *"Waste to energy"*;
- Il *Working Group Gas* (GAS WG), co-presieduto dall'Autorità e dal regolatore egiziano per il gas (EGAS), con la vicepresidenza turca (EMRA), ha redatto il *report* *"Guidelines of good practice in gas transparency"*. Inoltre, il Gruppo si è dedicato al *report* *"The Role of regulatory framework to promote investments for a gradual development of gas interconnections in the Mediterranean region"*, in collaborazione con il Segretariato *Union for the Mediterranean* (UfM). Le risultanze di tale rapporto sono ancora in discussione;
- Il *Working Group Fonti rinnovabili* (RES WG), co-presieduto dal regolatore portoghese (ERSE) e da quello cipriota (CERA), con la vicepresidenza del regolatore algerino (CREG), ha concentrato la sua attenzione sul *report* *"Analysis of auction mechanisms to promote RES"* e ha organizzato il *workshop* *"Implementation of new RES directive and RES schemes – Auction mechanisms"* nel mese di settembre 2019 a Parigi;
- Il *Working Group Consumatori* (CUS WG), co-presieduto dal regolatore maltese (REWS) e da quello spagnolo (CNMC), con la vicepresidenza del regolatore algerino (CREG), ha elaborato i documenti *"Overview on disconnection procedures due to non-payment in the Mediterranean region"* e *"Regulatory practices on handling technical and non-technical losses for electricity"*.

Il 10 dicembre 2019 si è svolto a Roma il primo *Presidents' Meeting* di MEDREG, l'incontro dei Presidenti delle Autorità di regolazione dell'energia del Mediterraneo, che si sono riuniti per condividere le *best practice* in materia di sviluppo delle energie rinnovabili e per analizzare il crescente ruolo del gas nell'area, al fine di migliorare la regolazione e favorire la cooperazione internazionale. Si è discusso su come la regolazione dell'energia debba considerare la crescente importanza delle fonti rinnovabili e lo sviluppo del mercato del gas (produzione e *trading*) nei rispettivi paesi.

Per quanto riguarda le tre piattaforme per l'Unione per il Mediterraneo promosse dalla Commissione europea nel corso del 2019, i cui obiettivi e le cui finalità sono in corso di revisione, MEDREG ha partecipato alla consueta Conferenza annuale, tenutasi il 29 e 30 gennaio 2019 a Barcellona.

Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico (OCSE)

Nel corso del 2019 è proseguito l'impegno dell'Autorità in ambito OCSE, all'interno del *Network of Economic Regulators* (NER)¹¹.

Si sono svolte due riunioni del NER, rispettivamente il 16 aprile e il 5 novembre, ospitate dal Segretariato OCSE a Parigi. Nel corso di tali riunioni è stato presentato il rapporto OCSE "*Product market regulation*", che evidenzia il ruolo della regolazione nella promozione della concorrenza in vari settori (idrico, elettrico, del gas, dei trasporti, delle telecomunicazioni e altri). Si è, inoltre, dibattuto sui possibili impatti dell'innovazione tecnologica nei servizi pubblici regolati, sui possibili strumenti giuridici e amministrativi per preservare l'indipendenza dei poteri di regolazione rispetto agli interessi di parte e sugli strumenti economici utilizzabili per valutare un prezzo equo dei servizi pubblici regolati, tale da bilanciare la spesa per gli investimenti infrastrutturali, la protezione dell'ambiente e la sostenibilità per i consumatori.

Relazioni bilaterali

Albania. L'incontro dell'8 e 9 aprile 2019 svoltosi a Tirana ha visto la partecipazione dell'Autorità alla riunione del Tavolo Energia, un'occasione di confronto permanente organizzata dall'Ambasciata d'Italia a Tirana con le imprese italiane attive nei vari settori energetici, con il duplice scopo di affrontare le principali problematiche di settore nel contesto albanese, nonché di approfondire le più interessanti previsioni di investimento futuro. Il giorno successivo è stato organizzato il *workshop* "La transizione energetica e le sfide per un mercato elettrico libero e integrato: il caso dell'Albania", nel corso del quale sono stati presentati i principali risultati del Tavolo ed è stato favorito un costruttivo dialogo tra autorità e *stakeholder* italiani, albanesi e internazionali rispetto alle prossime sfide e opportunità nel territorio albanese.

Brasile. L'incontro del 19 settembre 2019 tenutosi a Roma è stato richiesto da una delegazione di esperti di energia brasiliani nell'ambito di una serie di riunioni con diverse istituzioni europee riguardo al progetto *EU-Brazil Sector dialogues*, che affronta i temi della transizione energetica e i cambiamenti nella *governance* industriale e regolatoria.

Montenegro. Il 4 ottobre si è tenuto a Podgorica un incontro tra i rappresentanti dell'Autorità e quelli del regolatore montenegrino (Regagen), con l'obiettivo principale di identificare il gestore della piattaforma per l'allocazione dei diritti di trasmissione sul cavo sottomarino che collega Italia e Montenegro, entrato in funzione nel novembre 2018. Durante l'incontro si è concordato di affidare l'espletamento delle aste di allocazione della capacità alla piattaforma *South-East Europe Coordinated Auction Office* (SEE-CAO), limitatamente ai primi due

¹¹ Il *Network of Economic Regulators* (NER) è un forum che promuove il dialogo tra le autorità dei paesi membri e gli osservatori dell'OCSE, che hanno la responsabilità di regolazione economica in molteplici settori (per esempio nei settori dell'energia, dell'acqua, delle comunicazioni, dei trasporti ecc.). Su richiesta del Comitato delle politiche di regolazione, organo dell'OCSE, il NER può fornire pareri ed elaborare studi sulle materie di sua competenza.

anni di esercizio (2020-2021). A partire dal 2022 la gestione delle aste passerà al *Joint Auction Office* (JAO); in caso di malfunzionamenti, lamentele degli utenti o altre questioni legate alla *performance*, il passaggio a JAO avverrà anticipatamente.

Cile. L'incontro del 7 ottobre 2019 a Milano ha visto la partecipazione di funzionari cileni delle amministrazioni pubbliche (Ministero dell'energia e associazioni di imprese per le rinnovabili) competenti in materia di energia per approfondire le tematiche inerenti allo sviluppo delle *smart grid*.

Egitto. Lo scorso 24 ottobre l'Autorità ha ospitato a Milano un incontro con il Presidente di Gasreg, l'Autorità egiziana di regolazione del gas. I due regolatori hanno avviato un confronto relativo all'imminente processo di liberalizzazione del mercato del gas in Egitto, considerate le importanti scoperte di nuovi giacimenti di gas naturale al largo delle coste egiziane, che stanno avendo e avranno un impatto decisivo sullo sviluppo dei mercati del gas nell'area del Mediterraneo. L'argomento principale di discussione ha riguardato la separazione delle attività di produzione da quelle di trasporto, al fine di consentire un accesso trasparente da parte di terzi alle infrastrutture. Gasreg è stata istituita nel 2017 e, fra i diversi obiettivi, si prefigge di monitorare il funzionamento del mercato del gas egiziano, incoraggiare nuovi investimenti, regolare le attività, promuovendo la concorrenza tra i potenziali operatori e consentendo l'accesso ai terzi su base equa e non discriminatoria.

Serbia. Nell'ambito di un progetto di assistenza tecnica finanziato dalla Commissione europea, "Convergenza dei compiti delle Autorità indipendenti di regolazione al Terzo pacchetto energia – Programma *Europe Aid*", una delegazione del regolatore serbo (AERS) ha condotto visite istituzionali e attività seminariali in Italia dal 18 al 22 novembre 2019 a Milano e a Roma. L'Autorità ha fornito assistenza e supporto nelle attività di collegamento anche con i soggetti esterni interessati.

Rapporti con il Parlamento, il Governo e le altre istituzioni nazionali

Segnalazioni

Segnalazione al Parlamento e al Governo relativamente all'utilizzo delle disponibilità finanziarie dei conti gestiti dalla Cassa per i servizi energetici e ambientali, stabilito dal disegno di legge di conversione del decreto legge 30 aprile 2019, n. 34, recante "Misure urgenti di crescita economica e per la risoluzione di specifiche situazioni di crisi" (AC 1807)

Con la segnalazione del 28 maggio 2019, 212/2019/I/com, l'Autorità ha richiamato l'attenzione del Parlamento e del Governo sugli effetti dell'applicazione di quanto stabilito dal decreto legge 30 aprile 2019, n. 34, recante "Misure urgenti di crescita economica e per la risoluzione di specifiche situazioni di crisi", all'esame delle Commissioni riunite Bilancio, tesoro e programmazione e Finanze della Camera dei deputati per la sua conversione in legge.

In particolare, l'Autorità ha evidenziato le gravi criticità derivanti dall'applicazione dell'art. 50, comma 2, lettera q), che prevede il versamento di 650 milioni presenti presso il sistema bancario della Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), in favore di un conto corrente della Tesoreria centrale, per le finalità individuate dall'art. 37, commi 5 e 6, relativi alle modalità di rimborso del finanziamento concesso ad Alitalia in amministrazione straordinaria.

L'Autorità ha rilevato come la misura prospettata dal provvedimento in esame espliciti effetti nei settori dell'energia e dell'ambiente, in particolare limitando l'effettiva disponibilità di somme che CSEA detiene per specifiche finalità afferenti ai settori indicati e che sono destinate a essere poi erogate a una pluralità di soggetti per scopi di pubblico interesse.

I versamenti disposti dalla norma in questione sono, dunque, suscettibili di generare ripercussioni negative sull'intero sistema, che potrebbero tramutarsi in un incremento improprio dei prezzi dell'energia per le famiglie e per le imprese, qualora ciò dovesse tradursi in un aumento dei corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema, con possibili effetti sfavorevoli sul ciclo economico generale.

L'Autorità ha, altresì, segnalato che le disponibilità finanziarie presso CSEA subiscono già una costante erosione a causa delle disposizioni contenute nelle cosiddette leggi finanziarie 2005 e 2006 e nel decreto legge 9 giugno 2016, n. 98, recante "Disposizioni urgenti per il completamento della procedura di cessione dei complessi aziendali del Gruppo ILVA", convertito, con modificazioni, dalla legge 1° agosto 2016, n. 151, e successivamente modificato dal decreto legge 24 aprile 2017, n. 50, convertito dalla legge 21 giugno 2017, n. 96.

L'utilizzo, dunque, di tali cospicui importi per finalità differenti rispetto a quelle per le quali sono stati raccolti – come già segnalato negli anni passati sempre dall'Autorità – determina costi esogeni a carico del sistema energetico e, quindi, ricadenti su famiglie e imprese. Alla luce delle ragioni esposte, l'Autorità ha segnalato l'opportunità che la norma in esame venisse modificata nel corso dell'iter di conversione in legge, per assumere il carattere di straordinarietà (*una tantum*), con riferimento esclusivo all'anno 2019, introducendo un termine di restituzione delle somme disponibili presso i conti di CSEA. L'Autorità ha, altresì, evidenziato la necessità che sia evitato, in futuro, il ricorso a misure che dispongano il trasferimento al bilancio dello Stato di risorse provenienti dalle tariffe di elettricità e gas per finalità diverse da quelle per le quali sono state raccolte.

Si rammenta, per completezza di esposizione, che il decreto legge n. 34/2019 è stato infine convertito, con modificazioni, dalla legge 28 giugno 2019, n. 58.

Segnalazione al Parlamento e al Governo in merito ai bonus sociali per le forniture di energia elettrica, gas e acqua

Con la segnalazione 25 giugno 2019, 280/2019/I/com, l'Autorità ha formulato al Parlamento e al Governo alcune proposte in merito alle misure di compensazione della spesa per le forniture di energia elettrica, gas naturale e acqua (c.d. bonus sociali), introdotte nel nostro ordinamento con l'obiettivo di ridurre la spesa a carico delle famiglie italiane in stato di disagio economico e sociale e di assicurare l'accesso ai servizi essenziali per una vita dignitosa. Infatti, nonostante l'impegno profuso per diffondere la conoscenza di tali strumenti tra coloro che ne hanno diritto, il ricorso alle agevolazioni in esame non è risultato ancora particolarmente esteso, pur in presenza

di situazioni di gravi difficoltà economiche nel Paese. Secondo gli ultimi dati pubblicati dal Ministero del lavoro e delle politiche sociali in merito all'Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE) relativo all'anno 2016, i nuclei familiari che hanno ottenuto una certificazione ISEE utile per l'accesso alle menzionate agevolazioni economiche sono stati 2,2 milioni, con una dimensione media del nucleo familiare pari a 3,1 componenti (contro i 2,5 di media delle famiglie italiane), per un totale, dunque, di 6,8 milioni di individui. Per contro, i nuclei familiari che, a fine 2018, hanno usufruito del bonus elettrico per disagio economico sono stati 795.155. A questi si sono aggiunte poco più di 35.000 famiglie destinatarie del bonus sociale per disagio fisico, che non risulta soggetto alla dimostrazione di una condizione di disagio economico. Nel 2018 si è assistito a un incremento, rispetto all'anno 2016, del 22,3% delle famiglie cui è stata riconosciuta l'agevolazione economica. Tuttavia, il rapporto tra i potenziali destinatari e i percettori effettivi dei bonus elettrico e del gas si è sempre mantenuto mediamente intorno al 30-35%; percentuale, tra l'altro, non uniformemente diffusa sul territorio nazionale e particolarmente bassa in alcune aree del Paese: infatti, essa risulta tendenzialmente più elevata nelle regioni del Nord-Est, Nord-Ovest e Centro (con l'esclusione del Lazio) e particolarmente bassa in alcune regioni del Sud e nelle Isole.

Il bonus idrico è ancora in fase di prima attuazione: infatti, è possibile presentare la relativa domanda solo dal 1° luglio 2018; le richieste per accedere a tale beneficio risultavano, al 31 dicembre 2018, circa 240.000, presentate in prevalenza da soggetti già beneficiari del bonus elettrico e/o del gas per disagio economico.

In considerazione, dunque, dell'impatto ancora incompleto che le misure di compensazione della spesa per le forniture di energia elettrica, gas e acqua hanno avuto dalla loro istituzione, e tenendo conto del decreto legge 28 gennaio 2019, n. 4, come convertito dalla legge 28 marzo 2019, n. 26, che ha disposto l'assegnazione delle agevolazioni tariffarie per la fornitura di energia elettrica e gas naturale ai soggetti aventi diritto al Reddito di cittadinanza, l'Autorità ha evidenziato la necessità di adottare meccanismi di attribuzione automatica dei bonus sociali ai potenziali destinatari, prevedendo uno scambio telematico dei dati necessari già contenuti nelle banche dati pubbliche, nel rispetto della normativa in materia di protezione dei dati personali. Ciò al fine di eliminare l'obbligo attualmente vigente a carico del cliente/utente di presentare annualmente un'apposita domanda di ammissione all'agevolazione che gli consenta di ottenere il beneficio economico direttamente in bolletta, se titolare di un contratto di fornitura, oppure nelle forme e secondo le modalità opportunamente previste, qualora il beneficiario utilizzi una fornitura condominiale. L'Autorità ha proposto, altresì, l'estensione del bonus sociale idrico ai percettori del Reddito di cittadinanza e la riparametrazione dello stesso per tutti gli aventi diritto, in modo da ricomprendere anche le spese relative ai servizi di fognatura e di depurazione. L'Autorità ha, infine, sottolineato che le azioni sopra illustrate possono essere realizzate senza gravare sul bilancio dello Stato, applicando le modalità attualmente previste per la copertura dei costi dei bonus, e con oneri nulli o limitati sui clienti del servizio elettrico e del gas e sugli utenti del servizio idrico, contribuendo al contrasto della povertà energetica.

Segnalazione in merito alla fine delle tutele di prezzo a favore dei clienti finali di piccole dimensioni di energia elettrica e di gas prevista dall'art. 1, commi 59 e 60, della legge concorrenza 2017

Con la segnalazione 9 dicembre 2019, 515/2019/I/com, l'Autorità ha evidenziato al Parlamento e al Governo alcuni aspetti critici inerenti ai mercati della vendita dell'energia elettrica e del gas naturale, in vista della rimozione dei regimi di tutela di prezzo, fissata per entrambi i settori al 1° luglio 2020 dalla legge 4 agosto 2017, n. 124 (c.d. legge concorrenza).

L'Autorità ha sottolineato come l'attuale contesto dei mercati *retail* e l'effettivo grado di maturità per l'accesso al mercato conseguito dai clienti di piccole dimensioni dimostrano che l'obiettivo individuato dal legislatore risulta ancora lontano dall'essere effettivamente raggiunto. Le dinamiche concorrenziali nel settore della vendita alla clientela di massa indicano che la maturità e la concorrenzialità dei mercati hanno raggiunto, in entrambi i comparti, livelli piuttosto omogenei, ma difformi per tipologia di cliente. Anche nel 2018 il servizio di tutela si è, infatti, confermato come la modalità prevalente di approvvigionamento per i clienti domestici di energia elettrica e di gas naturale.

A fronte, quindi, della mancanza dei presupposti previsti all'art. 1, commi 59 e 60, della legge concorrenza 2017, per la rimozione delle tutele di prezzo in entrambi i settori, l'Autorità ha segnalato al Parlamento e al Governo la necessità di proseguire nel processo di accompagnamento dei clienti finali di piccole dimensioni – e, in particolare, di quelli domestici – nel percorso di effettiva liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale.

Audizioni presso il Parlamento

Memoria in merito al disegno di legge recante “Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l’attuazione di altri atti dell’Unione europea – Legge di delegazione europea 2018” (AS 944)

Nel corso dell'audizione parlamentare del 7 maggio 2019, in merito al disegno di legge recante “Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l’attuazione di altri atti dell’Unione europea – Legge di delegazione europea 2018” (AS 944), l'Autorità, con la memoria 179/2019/I/com, si è focalizzata sulle disposizioni inerenti alle materie ricomprese nell'ambito delle proprie competenze, e, in particolare, sull'art. 14 relativo all'attuazione della direttiva 2018/850/UE, in materia di discariche di rifiuti, sull'art. 15 riguardante l'attuazione delle direttive 2018/851/UE e 2018/852/UE, rispettivamente in tema di rifiuti e di imballaggi e rifiuti di imballaggio, e sull'art. 22 in tema di adeguamento del diritto nazionale al regolamento (UE) 1938/2017, concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale.

Riguardo all'art. 14, che prevede che il Governo sia tenuto, oltre che a riformare il sistema dei criteri di ammissibilità dei rifiuti nelle discariche (comma 1, lettera a), anche ad adottare una nuova disciplina organica in materia di utilizzazione dei fanghi, l'Autorità ha espresso condivisione in merito alle indicazioni fornite dalla disposizione, giudicandole coerenti con l'impostazione adottata dalla medesima Autorità, in ordine alla definizione delle modalità di gestione e di valorizzazione dei fanghi derivanti dalla depurazione delle acque reflue; con riferimento a quest'ultimo ambito, peraltro, con la delibera 22 gennaio 2019, 20/2019/R/idr, è stata avviata un'indagine conoscitiva, al fine di favorire la diffusione di soluzioni tecnologiche innovative finalizzate al recupero di materia dai fanghi, nonché, più in generale, ad accompagnare e stimolare ulteriormente la transizione verso un'economia circolare del settore della depurazione.

Sul punto, l'Autorità ha chiesto, dunque, di essere coinvolta sia nell'ambito della prevista riforma del sistema dei criteri di ammissibilità dei rifiuti nelle discariche, di cui all'art. 14, comma 1, lettera a), sia in sede di revisione della

disciplina recata dal decreto legislativo 27 gennaio 1992, n. 99, ai sensi dell'art. 14, comma 1, lettera b) del disegno di legge in commento.

In merito all'art. 15, con particolare riferimento alla lettera d) del comma 1, secondo la quale il Governo deve provvedere alla razionalizzazione e alla disciplina *"del sistema tariffario al fine di incoraggiare l'applicazione della gerarchia dei rifiuti"*, l'Autorità ritiene indispensabile un raccordo con le competenze in materia di regolazione tariffaria del ciclo dei rifiuti urbani e assimilati a essa attribuite dalla legge 27 dicembre 2017, n. 205 (art. 1, comma 527, con particolare riferimento alla lettera f). Detto raccordo appare particolarmente significativo, con riguardo alla *"prevenzione della formazione dei rifiuti, incentivando comunque una gestione più oculata degli stessi da parte degli utenti"* (lettera d), punto 1), all'*"individuazione di uno o più sistemi di misurazione puntuale e presuntiva dei rifiuti prodotti che consentano la definizione di una tariffa correlata al principio chi 'inquina paga'"* (lettera d), punto 2), e alla *"riforma del tributo per il conferimento in discarica di cui all'articolo 3, comma 24 e seguenti, della legge 28 dicembre 1995, n. 549"* (lettera d), punto 3), in considerazione delle competenze in tema di fissazione dei criteri per la definizione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento assegnate all'Autorità dall'art. 1, comma 527, lettera g), della legge n. 205/2017.

In relazione alla lettera m) del comma 1 del citato art. 15, che prevede un intervento di *"razionalizzazione complessiva del sistema delle funzioni dello Stato e degli enti territoriali e del loro riparto"*, l'Autorità ha segnalato l'urgenza di un'opera di riordino dell'intera normativa settoriale, al fine di tenere in considerazione le modifiche intervenute nel quadro di *governance* multilivello del settore, a seguito dell'attribuzione all'Autorità delle competenze di regolazione del ciclo dei rifiuti urbani e assimilati.

L'Autorità ha rimarcato, infine, come la prevista riforma del sistema di responsabilità estesa del produttore (comma 1, lettera a) dell'art. 15) rappresenti un'opportunità di potenziamento di uno strumento strategico e prioritario per garantire un'efficace gestione dei rifiuti sotto il profilo della sostenibilità ambientale, grazie alle potenzialità di trasferimento, ai produttori e ai consumatori, di segnali economici coerenti con le attività principali individuate attraverso la gerarchia dei rifiuti. Pertanto, l'Autorità ha auspicato un suo coinvolgimento per la riforma del sistema di responsabilità estesa del produttore, in considerazione delle già menzionate competenze di regolazione in materia tariffaria riconosciute dalla legge n. 205/2017.

L'art. 22 del disegno di legge in esame delega il Governo ad adeguare l'ordinamento nazionale al regolamento (UE) 1938/2017, che individua meccanismi e strumenti volti a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas nell'ambito dell'Unione europea, assicurando il corretto e costante funzionamento del mercato interno del gas naturale, anche al fine di fronteggiare un'eventuale carenza, determinata da interruzioni nelle forniture o da una domanda straordinariamente elevata, e di garantire così la continuità dell'approvvigionamento nei paesi dell'Unione europea. A questo riguardo, l'Autorità ha proposto che l'azione di coordinamento con il Ministero dello sviluppo economico, opportunamente prevista dalla lettera c) del comma 3, in materia di determinazione delle compensazioni economiche connesse all'attivazione della misura di solidarietà, sia estesa anche alle previsioni di cui alla lettera b) del medesimo comma 3, inerenti all'individuazione delle modalità tecniche e finanziarie per l'applicazione dell'anzidetto meccanismo di solidarietà in caso di emergenza del sistema del gas naturale.

In conclusione, si rammenta che, al termine del consueto iter parlamentare, è stata emanata la legge 4 ottobre 2019, n. 117, recante *"Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti"*

dell'Unione europea – Legge di delegazione europea 2018”, per la cui trattazione si rimanda al Capitolo 1 di questo Volume.

Memoria in merito alla Riforma del mercato elettrico infragiornaliero

Con la memoria 11 giugno 2019, 229/2019/I/com, l'Autorità ha fornito alla Commissione Industria, commercio e turismo del Senato della Repubblica un quadro organico delle caratteristiche tecnico-economiche del disegno del mercato infragiornaliero dell'energia elettrica e del processo che prevede l'integrazione dei mercati dei diversi stati membri dell'Unione europea, per costituire il cosiddetto *coupling* unico infragiornaliero.

Tale processo è condotto da tempo a livello interistituzionale europeo, poiché esige l'introduzione di una serie di norme e di metodologie coordinate tra tutti gli stati membri, allo scopo di agevolare gli scambi di energia elettrica su tutto il territorio dell'Unione, di consentire una gestione efficace delle congestioni e un uso più efficiente della rete, incentivando la concorrenza a vantaggio dei consumatori.

L'Autorità ha rilevato che, a differenza di quanto previsto per il mercato del giorno prima, il disegno del mercato infragiornaliero, imposto dalla regolazione europea, è molto lontano dall'attuale modello implementato in Italia e la sua adozione richiede un'evoluzione significativa dell'architettura del mercato elettrico italiano, con particolare riferimento al mercato per il servizio di dispacciamento. Per questo motivo non è stato possibile per il nostro sistema entrare a far parte del *coupling* unico infragiornaliero sin dal suo avvio; tuttavia, l'Autorità ha comunicato di ritenere che ciò possa avvenire in una delle prossime finestre temporali concesse, nel corso del 2020.

L'Autorità ha, inoltre, manifestato la propria intenzione di proseguire il percorso di implementazione del regolamento (UE) 1222/2015 (c.d. regolamento CACM), che stabilisce le regole funzionali al processo di allocazione efficiente della capacità di trasmissione e di gestione delle congestioni, individuando strumenti tali per cui il prolungarsi (fino all'ora H-1) della fase di contrattazione nell'*intraday* continuo non comporti modifiche alla programmazione già definita nel mercato per il servizio di dispacciamento con le attuali modalità. Ciò consentirebbe di garantire i margini necessari alla gestione del sistema nel tempo reale e il rispetto dei vincoli di sistema.

L'Autorità ha sostenuto, infine, di ritenere realistica l'approvazione delle riforme necessarie per l'avvio del progetto *Cross Border Intraday* (XBID), che consente di abbinare le offerte di acquisto e di vendita provenienti da una zona di mercato con le offerte di acquisto e di vendita provenienti dalla stessa o da altre zone di mercato, in tempo utile affinché esse possano trovare applicazione, anche per il mercato nazionale, a partire dalla metà del 2020.

Memoria in merito alla “Relazione della Commissione europea relativa all’attuazione del piano strategico sulle batterie: creare una catena del valore strategico delle batterie in Europa”, documento COM(2019) 176 final

Con la memoria 11 giugno 2019, 240/2019/I/eel, l’Autorità ha espresso le proprie considerazioni, dinanzi alla Commissione Industria, commercio e turismo del Senato, in merito alla relazione della Commissione europea sul piano di azione strategico sulle batterie.

L’Autorità ha affermato preliminarmente di non avere competenze sui sistemi di accumulo elettrochimici e sulla gestione della loro filiera produttiva, come pure sulla filiera dei veicoli elettrici e neppure in ordine all’attività di ricarica di questi ultimi, attività che in Italia sono disciplinate dall’art. 4 del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257. Infatti, l’attività di ricarica non costituisce un servizio di pubblica utilità, ai sensi della legge istitutiva delle autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità (legge 14 novembre 1995, n. 481), ma un servizio che può essere fornito da chiunque in regime di libera concorrenza.

L’Autorità ha ribadito la propria posizione neutrale tra mobilità a *green gas* e mobilità elettrica, purché sia soddisfatta la condizione di sostenibilità ambientale, perseguita anche in ambito europeo. Pertanto, ha sottolineato che, in virtù del menzionato principio di neutralità tecnologica, non rilevano le differenze che caratterizzano gli accumuli elettrochimici, gli impianti di pompaggio o le altre soluzioni, ai fini dell’adozione di disposizioni inerenti ai sistemi di accumulo, proprio per evitare qualsiasi discriminazione tra tecnologie diverse che possa condurre allo sviluppo di talune a scapito di altre. Parallelamente, l’Autorità ha ribadito di avere sempre operato nel rispetto dei compiti assegnatili dalla legge istitutiva n. 481/1995 e, nel definire le condizioni tecnico-economiche di accesso e di interconnessione alle reti, di avere agito nell’ottica di garantire la promozione della concorrenza, al fine di impedire la costituzione di barriere all’ingresso che, di fatto, renderebbero impossibile l’utilizzo di specifiche tecnologie. Infatti, con la delibera 20 novembre 2014, 574/2014/R/eel, l’Autorità aveva aggiornato la propria regolazione generale per consentire l’accesso e l’utilizzo delle reti elettriche, su un piano di parità, anche da parte di tutte le tipologie di accumuli.

L’Autorità ha, altresì, precisato che, allo stato attuale, solo utilizzando i sistemi di accumulo per una pluralità di finalità si potrebbero conseguire benefici sufficienti a compensare i costi sostenuti, che, per quanto riguarda le varie tecnologie elettrochimiche, risultano ancora elevati. Al riguardo, va tenuto presente che un sistema di accumulo elettrochimico non può fornire tutti i servizi contemporaneamente e non può essere sempre disponibile per attivare un determinato servizio; la sua disponibilità dipende dalla sua taglia, dall’ubicazione e dallo stato di carica quando uno specifico servizio viene richiesto.

Memoria nell’ambito dell’indagine conoscitiva sui rapporti convenzionali tra il Consorzio nazionale imballaggi (CONAI) e l’Associazione nazionale Comuni italiani (ANCI), alla luce della nuova normativa in materia di raccolta e gestione dei rifiuti di imballaggio

Con la memoria 23 luglio 2019, 326/2019/I/rif, durante l’audizione presso la Commissione Ambiente, territorio e lavori pubblici della Camera dei deputati, l’Autorità ha offerto il proprio contributo in merito all’indagine

conoscitiva sui rapporti convenzionali tra il Consorzio nazionale imballaggi (CONAI) e l'Associazione nazionale Comuni italiani (ANCI), alla luce della nuova normativa in materia di raccolta e gestione dei rifiuti di imballaggio.

Considerato che l'indagine conoscitiva presenta diverse finalità, tra cui acquisire elementi informativi sullo stato di avanzamento delle trattative per il rinnovo dell'Accordo quadro ANCI-CONAI e sui contenuti che esso assume nel corso del suo perfezionamento, anche al fine di operare una valutazione di compatibilità con il quadro normativo europeo e quello nazionale, l'Autorità ha evidenziato che, ai sensi dell'art. 224, comma 5, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 (c.d. Testo unico dell'ambiente – TUA), il contenuto necessario dell'Accordo che CONAI può stipulare su base nazionale con l'ANCI, con l'Unione delle Province italiane o con le autorità d'ambito, al fine di garantire l'attuazione del principio di corresponsabilità gestionale tra produttori, utilizzatori e pubbliche amministrazioni, attiene alla definizione:

- dell'entità dei maggiori oneri per la raccolta differenziata dei rifiuti di imballaggio, di cui all'art. 221, comma 10, lettera b), del citato decreto, da versare alle competenti pubbliche amministrazioni, determinati secondo criteri di efficienza, efficacia, economicità e trasparenza di gestione del servizio, nonché sulla base della tariffa di cui all'art. 238 del medesimo decreto;
- degli obblighi e delle sanzioni posti a carico delle parti contraenti;
- delle modalità di raccolta dei rifiuti di imballaggio in relazione alle esigenze delle attività di riciclaggio e di recupero.

Il tema dei corrispettivi e delle relative modalità di determinazione contenuto nell'Accordo quadro ANCI-CONAI rappresenta, dunque, l'aspetto che maggiormente rileva ai fini dello svolgimento dei compiti di regolazione e di controllo del ciclo dei rifiuti urbani e assimilati, assegnati dal legislatore all'Autorità con la legge 27 dicembre 2017, n. 205. In particolare, emerge la questione del necessario coordinamento fra le disposizioni citate in precedenza (con particolare riferimento alla definizione dell'entità dei maggiori oneri per la raccolta differenziata dei rifiuti di imballaggio) e quelle di cui all'art. 1, comma 527, lettera f) della legge n. 205/2017, che prevede che l'Autorità eserciti funzioni di regolazione e di controllo in materia di *"predisposizione ed aggiornamento del metodo tariffario per la determinazione dei corrispettivi del servizio integrato dei rifiuti e dei singoli servizi che costituiscono attività di gestione, a copertura dei costi di esercizio e di investimento, compresa la remunerazione dei capitali, sulla base della valutazione dei costi efficienti e del principio 'chi inquina paga'"*.

Sul punto, l'Autorità ha ricordato di avere già illustrato, con il documento per la consultazione 27 dicembre 2018, 713/2018/R/rif, i propri orientamenti preliminari in merito ai criteri di determinazione dei corrispettivi del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani e assimilati e dei singoli servizi che costituiscono attività di gestione. In merito, è stato precisato che, ai fini dell'implementazione della nuova metodologia tariffaria, occorrerà tenere distinti i costi della raccolta differenziata dai ricavi derivanti dalla commercializzazione del materiale raccolto, poiché i primi sono coperti dal corrispettivo riconosciuto al gestore della raccolta e del trasporto, mentre i secondi costituiscono una partita riferibile al ciclo integrato nel suo complesso, destinata a coprire parte del costo della gestione della raccolta differenziata a beneficio delle tariffe finali pagate dagli utenti. I detti ricavi sono, infatti, costituiti sia dai corrispettivi riscossi dai gestori presso i consorzi della filiera della raccolta differenziata, attualmente stabiliti secondo le condizioni economiche definite nell'Accordo quadro ANCI-CONAI, sia in base a eventuali accordi con soggetti operanti sul libero mercato nel settore del riciclo. L'Autorità ha, altresì, segnalato l'esigenza di garantire la necessaria coerenza dei contenuti del prossimo Accordo quadro ANCI-CONAI con l'assetto normativo e regolatorio vigente. Più in dettaglio, l'Autorità dovrà verificare che i maggiori oneri della

raccolta differenziata, attualmente individuati da ANCI e CONAI sulla base di accordi negoziali, siano determinati in maniera coerente ai principi definiti dall'Autorità stessa, con particolare riguardo, da un lato, ai criteri per la determinazione dei costi efficienti dei singoli servizi che costituiscono il servizio integrato di gestione del ciclo dei rifiuti urbani e assimilati – ivi inclusi il servizio di raccolta indifferenziata e quello di raccolta differenziata – e, dall'altro, alle regole per la separazione contabile, al fine di garantire la trasparenza nei costi del servizio.

L'Autorità ha evidenziato, ancora, la necessità di prevedere sia un rafforzamento dei meccanismi di promozione di una raccolta di qualità compatibile con il successivo avvio del riciclo, a condizioni economicamente e ambientalmente sostenibili, in conformità con gli obiettivi di preparazione per il riutilizzo e il riciclaggio dei rifiuti urbani, sia una penalizzazione dei conferimenti che contengano elevati livelli di scarto.

Memoria in merito al disegno di legge recante “Promozione del recupero dei rifiuti in mare e per l’economia circolare”, c.d. legge salva-mare (AC 1939)

Con la memoria 327/2019/I/rif, presentata nel corso dell'audizione del 23 luglio 2019 presso la Commissione Ambiente, territorio e lavori pubblici della Camera, l'Autorità ha esposto le proprie considerazioni sulle disposizioni contenute nel disegno di legge recante “Promozione del recupero dei rifiuti in mare e per l’economia circolare”, c.d. legge salva-mare (AC 1939), che attengono ai compiti assegnati all'Autorità medesima in tema di definizione della componente tariffaria a copertura dei costi connessi alla raccolta, al trasporto e al trattamento dei rifiuti accidentalmente pescati in mare.

L'Autorità, in particolare, si è soffermata sull'art. 2 del disegno di legge in esame, che individua le modalità di gestione dei rifiuti accidentalmente pescati, con specifico riguardo ai commi 4 e 5.

L'art. 2, in analogia con quanto previsto dal decreto legislativo 24 giugno 2003, n. 182, stabilisce che i suddetti rifiuti debbano essere conferiti, da parte del comandante della nave che approda in un porto, all'impianto portuale di raccolta. A differenza di quanto previsto per i rifiuti prodotti dalla nave, il conferimento dei rifiuti accidentalmente pescati è gratuito per il soggetto conferente.

L'Autorità ha, preliminarmente, osservato come le disposizioni in tema di finanziamento dei costi di gestione dei rifiuti raccolti in mare durante le operazioni di pesca o le campagne di pulizia si pongano in attuazione della direttiva 2019/833/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 17 aprile 2019, relativa agli impianti portuali di raccolta per il conferimento dei rifiuti delle navi, che abroga la direttiva 2000/59/CE e modifica le direttive 2009/16/CE e 2010/65/UE. L'art. 8 della citata direttiva 2019/833/UE prevede un sistema di recupero dei costi di gestione dei rifiuti che comporta l'applicazione di una tariffa indiretta a carico degli utenti dei servizi portuali, ossia dovuta indipendentemente dal conferimento dei rifiuti agli impianti di raccolta e che autorizza il conferimento stesso senza ulteriori oneri diretti. Tuttavia, per evitare che i costi della raccolta e del trattamento dei rifiuti accidentalmente pescati gravino esclusivamente sugli utenti dei porti, la direttiva prevede la possibilità per gli Stati membri di coprire tali costi con le entrate generate da sistemi di finanziamento alternativi, compresi i sistemi di gestione dei rifiuti e i finanziamenti unionali, nazionali o regionali disponibili. L'art. 2 del disegno di legge in analisi, con il suo comma 4, si inserisce, dunque, sulla scia di quanto disposto dalla direttiva europea

relativamente a questi sistemi alternativi di finanziamento, prevedendo che i costi di funzionamento degli impianti portuali di raccolta per il conferimento dei rifiuti accidentalmente pescati siano coperti da una specifica componente della tariffa relativa al servizio integrato dei rifiuti.

In tema di determinazione della tariffa all'utenza, le opzioni attualmente applicabili sono contenute nella legge 27 dicembre 2013, n. 147, istitutiva della tassa sui rifiuti (TARI). In base a tali disposizioni, il Comune può scegliere di applicare una tariffa avente natura di tributo (art. 1, comma 639), oppure, qualora sia stato adottato un sistema di misurazione puntuale delle quantità di rifiuti conferiti al servizio pubblico e il regolamento comunale lo preveda, può adottare una tariffa con carattere di corrispettività (art. 1, comma 668), in luogo del tributo. Successivamente, l'art. 1, comma 527, della legge n. 205/2017, *"al fine di migliorare il sistema di regolazione del ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati, per garantire accessibilità, fruibilità e diffusione omogenee sull'intero territorio nazionale nonché adeguati livelli di qualità in condizioni di efficienza ed economicità della gestione, armonizzando gli obiettivi economico-finanziari con quelli generali di carattere sociale, ambientale e di impiego appropriato delle risorse, nonché di garantire l'adeguamento infrastrutturale agli obiettivi imposti dalla normativa europea"*, ha assegnato all'Autorità compiti di regolazione e di controllo in materia di rifiuti urbani e assimilati, precisando che tali compiti devono essere svolti *"con i medesimi poteri e nel quadro dei principi, delle finalità e delle attribuzioni, anche di natura sanzionatoria, stabiliti dalla legge 14 novembre 1995, n. 481"*.

Per adempiere al proprio mandato istituzionale l'Autorità ha quindi avviato, con la delibera 5 aprile 2018, 225/2018/R/rif, un procedimento per l'adozione di provvedimenti volti a introdurre un nuovo sistema tariffario in materia di ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati.

Con il documento per la consultazione 27 dicembre 2018, 713/2018/R/rif, l'Autorità ha poi illustrato i primi orientamenti per la definizione della regolazione tariffaria del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani e assimilati e dei singoli servizi che costituiscono attività di gestione, prospettando quale termine per l'entrata in vigore della nuova disciplina il 1° gennaio 2020. Inoltre, con la delibera 27 dicembre 2018, 715/2018/R/rif, in un'ottica di tutela dell'utenza e allo scopo di assicurare il principio generale di copertura dei costi efficienti di esercizio e di investimento previsto dalla normativa vigente, ha avviato il procedimento per l'introduzione di un sistema di monitoraggio delle tariffe per le annualità 2018 e 2019, per valutare l'efficienza dei costi sostenuti nello svolgimento del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani e dei singoli servizi che costituiscono attività di gestione. Infine, ritenendo necessario, da una parte, coniugare le citate iniziative regolatorie con le tempistiche previste dalla normativa vigente in ordine al processo di valutazione e di determinazione delle modalità di prelievo, a partire da quelle riferite all'anno 2020, e, dall'altra, accrescere l'efficacia della regolazione di settore in una logica di semplificazione dell'azione amministrativa, con la delibera 303/2019/R/rif del 9 luglio 2019 l'Autorità ha unificato i procedimenti avviati con le menzionate delibere 225/2018/R/rif e 715/2018/R/rif.

Alla luce di quanto illustrato, l'Autorità ha sottolineato come la disposizione di cui all'art. 2, comma 5, del disegno di legge in esame rappresenti una nuova funzione che si aggiunge agli altri compiti di sua competenza. Si rileva, per inciso, che il sistema di copertura dei costi connessi alla raccolta, al trasporto e al trattamento (incluso lo smaltimento) dei rifiuti recuperati in mare tramite una componente della tariffa relativa al servizio integrato dei rifiuti urbani, gestito secondo criteri e modalità definiti dall'Autorità, come stabilito dall'art. 2, non determina particolari criticità, seppure tale componente non risponda a una logica di corrispettività diretta fra costo e servizio reso.

Al fine, dunque, di dare compiuta attuazione alla norma in esame, l'Autorità procederà alla tempestiva istituzione presso CSEA di un apposito conto, alimentato dal gettito della componente tariffaria relativa al servizio integrato dei rifiuti, ai sensi del comma 4 dell'art. 2 del disegno di legge in commento, e si avvarrà, conseguentemente, della stessa CSEA per la gestione del meccanismo regolatorio derivante dall'applicazione della disposizione in questione, che consiste nella riassegnazione delle somme così riscosse su tutto il territorio nazionale nei confronti di quelle autorità portuali che sostengono i costi della gestione dei rifiuti accidentalmente pescati in mare. L'Autorità ha prospettato, altresì, l'opportunità che sia espressamente prescritto nel citato comma 4 dell'art. 2 che la specifica componente tariffaria a copertura dei costi connessi alla gestione dei rifiuti pescati accidentalmente in mare sia indicata negli avvisi di pagamento separatamente rispetto alle altre voci. Inoltre, con l'obiettivo di assicurare che il gettito di detta componente tariffaria sia destinato alla precisa finalità per la quale essa è stata istituita, l'Autorità ha proposto che le siano riconosciuti specifici poteri di vigilanza sul corretto utilizzo di tali risorse. Da ultimo, per quanto attiene al profilo attuativo della norma in questione, l'Autorità ha anche segnalato l'opportunità di tenere distinti i flussi fisici dei rifiuti prodotti dalle navi rispetto a quelli pescati accidentalmente, al fine di prevenire indebiti trasferimenti dall'uno all'altro aggregato.

Memoria in merito alla definizione del nuovo metodo tariffario del servizio integrato dei rifiuti

Con la memoria 21 ottobre 2019, 414/2019/I/rif, l'Autorità ha riferito alla Commissione Finanze della Camera gli sviluppi relativi all'elaborazione del nuovo metodo tariffario del servizio integrato dei rifiuti per il periodo 2018-2021, consapevole della rilevanza che esso assume per i cittadini, per le istituzioni pubbliche attive nel settore dei rifiuti (Regioni, Enti di governo di ambito, Province e Comuni), nonché per il tessuto economico e industriale.

L'Autorità è orientata al recupero di una stretta coerenza tra il costo e la qualità del servizio, con l'introduzione di un sistema di copertura dei costi che dovrà anche essere in grado di promuovere la capacità del sistema locale di gestire integralmente i rifiuti, individuando le modalità più efficaci per accrescere l'accettazione sociale degli investimenti in impianti di trattamento, strategici per il riequilibrio dei flussi fisici dei rifiuti e la chiusura del ciclo.

L'azione regolatoria dovrà, altresì, favorire il progresso tecnologico nel recupero dei rifiuti anche tenuto conto dell'evoluzione dell'economia circolare, che richiede analisi sempre più attente della gestione, del riciclo nonché della valorizzazione di queste potenziali risorse (transizione "da rifiuto a risorsa"), sulla spinta degli obiettivi europei in materia, come pure di specifici target nazionali.

Si sono, dunque, rappresentati i profili maggiormente significativi della metodologia tariffaria in via di definizione, che riguardano, in particolare, i seguenti aspetti:

- la visione integrata di una filiera complessa, per tenere conto delle caratteristiche tecniche ed economiche;
- la delimitazione del perimetro di regolazione tariffaria;
- i criteri per la copertura dei costi efficienti di esercizio e di investimento e per la definizione dei corrispettivi;
- la procedura di validazione dei dati e delle informazioni rilevanti ai fini tariffari.

Memoria sul recente aggiornamento dei prezzi finali dell'energia elettrica e del gas naturale nonché sulle iniziative avviate dall'Autorità a favore dei consumatori, con riguardo al regime della salvaguardia

Nell'audizione del 18 novembre 2019 presso la Commissione Attività produttive, commercio e turismo della Camera, con la memoria 468/2019/II/com, l'Autorità ha formulato le proprie considerazioni in merito all'andamento dei prezzi finali dell'energia elettrica e del gas naturale, con specifico riferimento all'ultimo trimestre del 2019, e ha illustrato le iniziative intraprese a tutela dei clienti finali, con particolare riguardo al servizio di salvaguardia per quelli di piccole dimensioni del settore elettrico.

L'Autorità ha così rilevato che il percorso evolutivo dei mercati *retail* elettrico e del gas ipotizzato dal legislatore avrebbe dovuto condurre a una contrazione progressiva ma sistematica della consistenza del servizio di maggior tutela e a una corrispondente crescita del numero dei clienti riforniti sul libero mercato, sino a giungere, al 1° luglio 2020, a una quota residuale di clienti ancora serviti in regime di tutela di prezzo, in quanto dotati di minore dimestichezza con il libero mercato oppure perché sprovvisti di un fornitore, anche per motivi non imputabili alla propria volontà. Tuttavia, considerando l'attuale contesto dei mercati *retail* e l'effettivo grado di maturità per l'accesso al mercato conseguito dai clienti di piccole dimensioni, l'obiettivo risulta ancora lontano dall'essere effettivamente raggiunto.

L'Autorità ha sintetizzato i dati emersi dal Rapporto annuale sul monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale per l'anno 2018, condotto su un campione significativo di operatori, e ha proposto l'approvazione di specifici interventi normativi tesi a consentire un percorso di graduale superamento dei regimi di tutela di prezzo in entrambi i settori dell'energia, per perseguire nel modo più efficace l'obiettivo di completa liberalizzazione e di interventi mirati a favorire la promozione di un'effettiva concorrenza tra gli operatori di mercato. Tale percorso dovrebbe definire iter differenziati per gruppi di clienti finali, prevedendo priorità per il segmento di mercato delle piccole imprese.

L'Autorità ha, altresì, evidenziato come l'orizzonte temporale attualmente previsto dalla legge concorrenza per la rimozione delle tutele di prezzo risulti critico rispetto al tempo ritenuto adeguato all'espletamento di tutte le attività richiamate. In particolare, è stato sottolineato come l'attivazione del servizio di salvaguardia possa avvenire nel rispetto dei tempi fissati dalla normativa europea per i clienti finali non domestici; le procedure concorsuali per l'attivazione del servizio di salvaguardia per i clienti domestici, invece, potrebbero essere gestite a seguire, secondo un percorso trasparente e verificabile, anche al fine di monitorare e, ove necessario, tenere conto degli esiti delle prime gare.

In considerazione dell'elevato numero dei clienti domestici, l'Autorità ha rimarcato l'esigenza di prevedere un orizzonte temporale per l'assegnazione del servizio di salvaguardia tale da permettere un'eventuale attivazione progressiva del servizio, per esempio per gruppi di clienti finali. La definizione di questo articolato iter dovrà valutare opportunamente la necessità di tutela dei clienti finali precedentemente serviti in regime di tutela di prezzo, allo scopo di prevenire ingiustificati aumenti dei prezzi e alterazioni delle condizioni di fornitura, soprattutto nei primi mesi di erogazione del servizio.

L'Autorità ha ribadito l'utilità di istituire l'Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica, per qualificare i venditori secondo regole più selettive e garantire, dunque, un'ulteriore forma di tutela verso i clienti finali.

Anche con riferimento al settore del gas naturale, l'Autorità ha confermato l'esigenza di adottare specifiche misure a tutela dei clienti precedentemente serviti in regime di tutela di prezzo, per impedire un arbitrario incremento dei prezzi e modifiche unilaterali delle condizioni contrattuali di fornitura. Alla luce delle evidenze emerse in ciascun settore e degli obiettivi di tutela della clientela di massa posti dalla legge concorrenza, l'Autorità ha rimarcato la necessità di attuare un'impostazione regolatoria di carattere asimmetrico, con l'obiettivo di prevenire l'esercizio di potere di mercato, chiedendo un riconoscimento esplicito di poteri in tal senso.

Memoria nell'ambito dell'indagine conoscitiva sulla normativa che regola la cessazione della qualifica di rifiuto (*end of waste*)

Con la memoria 25 novembre 2019, 482/2019/I/rif, nel corso dell'audizione dinanzi alla Commissione Ambiente, territorio e lavori pubblici della Camera, l'Autorità ha formulato alcune considerazioni in merito all'indagine conoscitiva sulla normativa concernente la cessazione della qualifica di rifiuto (*end of waste*).

L'Autorità ha attribuito al tema della cessazione della qualifica di rifiuto una rilevanza centrale, non appena la legge 27 dicembre 2017, n. 205 le ha assegnato competenze regolatorie e di controllo con riferimento al ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati. La strategia regolatoria ricomprende nei suoi obiettivi proprio la promozione del progresso tecnologico nel recupero dei rifiuti, anche tenuto conto dell'evoluzione della *circular economy*, che richiede valutazioni sempre più attente sulla gestione, sul riciclo, nonché sulla valorizzazione di quelli che sono potenziali risorse (transizione "da rifiuto a risorsa"), sulla spinta dei richiamati obiettivi europei in materia come pure degli specifici target nazionali.

Con la memoria in analisi, l'Autorità si è soffermata su come la propria attività regolatoria possa, anche a seguito dell'approvazione della legge 2 novembre 2019, n. 128 (di conversione del decreto legge 3 settembre 2019, n. 101), fornire elementi utili per delineare una cornice di regole chiara e stabile, in grado di garantire le necessarie garanzie alle iniziative imprenditoriali di sviluppo di soluzioni innovative, di intercettare i segnali delle dinamiche dei mercati, anche internazionali, nonché di preservare le esigenze di monitoraggio pubblico su attività di rilevanza fondamentale per le comunità interessate, mantenendo una corretta valutazione dei riflessi sulla finanza pubblica.

La legge citata, con l'introduzione dell'art. 14-*bis* nel decreto legge n. 101/2019, modifica e integra la disciplina relativa alla cessazione della qualifica di rifiuto di cui all'art. 184-*ter* del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 (Codice dell'ambiente).

Nell'ottica di fornire un quadro aggiornato, con riferimento ai profili di competenza, l'Autorità ha rammentato di avere definito i criteri di riconoscimento dei costi efficienti di esercizio e di investimento del servizio integrato dei rifiuti, per il periodo 2018-2021, a seguito di un vasto procedimento di consultazione e partecipazione, con la delibera 31 ottobre 2019, 443/2019/R/rif (che ha adottato il Metodo tariffario per il servizio integrato di gestione dei rifiuti – MTR).

Con quest'ultima delibera, l'Autorità ha varato un modello di riconoscimento dei costi efficienti basato su misure volte a rafforzare la coerenza e la corretta allocazione degli incentivi nelle diverse fasi della filiera.

Ad avviso dell’Autorità, sarà possibile valutare progressivamente, sulla base di dati empirici, la corretta architettura delle filiere di raccolta e l’adeguatezza della dotazione infrastrutturale, per promuoverne uno sviluppo che, nel tentativo di cogliere le innovazioni principali, non generi ingiustificate ricadute negative sui costi del ciclo integrato. Peraltro, come evidenziato nel piano strategico dell’Autorità stessa, appare di fondamentale rilievo anche il superamento del sistema di copertura dei costi nella forma di tributo, a favore di un meccanismo tariffario che sia in grado di passare al consumatore segnali di prezzo corretti e coerenti, con indicatori di qualità del complessivo ciclo dei rifiuti (anche declinando criteri di riconoscimento di un eventuale vantaggio economico alla singola utenza a cui si richiede di differenziare il rifiuto).

Detto meccanismo dovrà anche essere in grado di promuovere la capacità del sistema locale di gestire integralmente i rifiuti, individuando le modalità più efficaci per accrescere l’accettazione sociale degli investimenti in impianti di trattamento, strategici per il riequilibrio dei flussi fisici dei rifiuti e per la chiusura del ciclo.

Nell’ottica di fornire uno spunto di riflessione rispetto al quadro normativo e regolatorio illustrato, l’Autorità ha evidenziato che la previsione di criteri specifici sulla cessazione della qualifica di rifiuto potrà avere un impatto sull’organizzazione del servizio, sui costi e sulle prestazioni ambientali delle gestioni. In proposito, ha fatto presente l’opportunità di valutare, nell’ambito dei processi di formazione delle decisioni in materia di *end of waste*, le ricadute in termini di tempistiche e di costi di organizzazione delle filiere di raccolta, nonché di effettivi benefici desumibili dalle attese evoluzioni dei mercati, anche a livello internazionale.

Memoria nell’ambito dell’indagine conoscitiva sulle prospettive di attuazione e di adeguamento della strategia energetica nazionale al Piano nazionale integrato per l’energia e il clima per il 2030 (PNIEC)

Con la memoria 3 dicembre 2019, 513/2019/II/com, l’Autorità ha fornito alla Commissione Attività produttive della Camera le proprie osservazioni in relazione al Piano nazionale integrato per l’energia e il clima dell’Italia 2021-2030 (PNIEC), con riferimento al testo posto in consultazione il 20 marzo 2019 dal Ministro dello sviluppo economico.

L’Autorità, consapevole del compito – assegnatole dal legislatore nazionale – di regolazione e di controllo dei settori di propria competenza, tramite la definizione degli strumenti tecnici ed economici ritenuti più idonei per garantire la concorrenza e l’efficienza del loro funzionamento, assicurando, al contempo, un elevato livello di qualità dei servizi e di tutela dei consumatori, ha espresso l’esigenza che il PNIEC, nel definire le concrete linee di azione da attuare per il conseguimento dei target europei sull’energia e sul clima, mantenga con chiarezza la distinzione tra obiettivi, che appartengono al ruolo di indirizzo politico generale del Parlamento e del Governo, e strumenti regolatori, evitando di definire soluzioni di eccessivo dettaglio e lasciando al regolatore la facoltà di identificare le specifiche misure di indirizzo tecnico-economico più adatte a raggiungere gli obiettivi al minimo costo.

Ad avviso dell’Autorità, è necessario che il PNIEC fornisca, innanzitutto, un indirizzo chiaro sul percorso di decarbonizzazione prescelto, al fine di consentire un’adeguata valutazione degli investimenti infrastrutturali indispensabili, visto che questi ultimi hanno vite utili molto lunghe (che possono arrivare, nel caso, per esempio, del gas naturale, fino a 60 anni).

Risulta parimenti essenziale che la pianificazione e il successivo sviluppo infrastrutturale dei diversi comparti della filiera energetica (produzione, accumulo, trasmissione, distribuzione, vendita e flessibilità della domanda) avvengano in modo coordinato, sia nei tempi sia nella scelta tra le diverse infrastrutture e la loro localizzazione, al fine di garantire il perseguimento degli obiettivi al minimo costo.

Tale coordinamento è necessario – e lo sarà sempre più in futuro – anche rispetto allo sviluppo sinergico dei settori del gas ed elettrico. Infatti, in un’ottica di decarbonizzazione dei settori energetici e di sviluppo di *green gas*, il settore elettrico e quello del gas tenderanno a essere molto più interdipendenti (attraverso il cosiddetto *sector coupling*), anche considerando la progressiva penetrazione del vettore elettrico in utilizzi finali che tradizionalmente erano appannaggio di combustibili fossili (per esempio, le pompe di calore per il riscaldamento e i veicoli elettrici o a idrogeno per il trasporto). L’Autorità considera, quindi, indispensabile la predisposizione, anzitutto a livello europeo, di analisi e di studi approfonditi che, a partire dagli scenari definiti dai piani nazionali ed europei in termini di fabbisogni primari, siano in grado di supportare le scelte politiche e regolatorie destinate ad accompagnare e a sostenere il processo di decarbonizzazione, garantendo il necessario coordinamento. Tali studi devono essere basati il più possibile su dati empirici e svolti da soggetti indipendenti ed esperti del settore. A questo riguardo, l’Autorità considera particolarmente importante la dimensione della ricerca, dell’innovazione e della competitività nel PNIEC.

In termini generali, l’Autorità ha rilevato l’importanza di definire strumenti, di mercato e regolatori, che permettano che gli investimenti si realizzino in un’ottica di efficienza e di sostenibilità economica. Ciò richiede un approccio guidato da criteri di selettività, sia per l’identificazione sia – laddove necessario – per la successiva regolazione e remunerazione degli investimenti. Tale approccio, che deve essere basato su un’analisi del rapporto costi/benefici delle infrastrutture, consentirà di selezionare quelle con maggiore utilità per il sistema.

L’Autorità ha, peraltro, osservato che le politiche e gli strumenti individuati dal PNIEC non sempre sembrano rispondere ai criteri di efficienza, selettività e coordinamento menzionati, come, per esempio, nel caso dello sviluppo degli accumuli nel settore elettrico o della rete nel settore del gas; questo rischia di compromettere il raggiungimento dell’obiettivo complessivo o di raggiungerlo a un costo più elevato per i consumatori.

Dal punto di vista delle scelte relative al modello di mercato e alla capacità di quest’ultimo di supportare lo sviluppo infrastrutturale, l’Autorità ha sottolineato come nel processo di progressiva implementazione del mercato unico europeo dell’energia non abbiano trovato adeguato spazio l’approfondimento e l’adozione di strumenti di mercato di lungo periodo.

L’Autorità, inoltre, ha posto in luce l’esigenza di sviluppare e di promuovere, nel contesto europeo, strumenti di mercato che garantiscano, nel lungo periodo, una ripartizione dei rischi tra gli operatori e il sistema, al fine di supportare gli ingenti investimenti indispensabili per la decarbonizzazione e di garantirne l’efficienza e il necessario coordinamento.

A questo riguardo, si è sottolineato che l’Italia ha già sviluppato e incluso nel PNIEC lo strumento del Mercato della capacità per sostenere investimenti nella generazione elettrica, che è ora in fase di implementazione. È importante che tale strumento sia adeguatamente sostenuto nei prossimi anni, come lo è stato finora, anche nel contesto della nuova legislazione europea. Analogamente, risulta importante la possibilità di sviluppo di strumenti per sostenere gli investimenti a lungo termine, necessari per il processo di decarbonizzazione in altri

comparti del settore energetico. L'assenza di tali strumenti rischia, infatti, di limitare fortemente il contributo al processo di decarbonizzazione che il mercato è in grado di apportare, rallentandolo e rendendo, paradossalmente, essenziali interventi di operatori regolati nell'ambito di contesti che potrebbero essere, invece, aperti alla concorrenza.

Memoria in merito all'affare sulla gestione e la messa in sicurezza dei rifiuti nucleari sul territorio nazionale (Atto n. 60)

Con la memoria 3 dicembre 2019, 514/2019/1/eel, l'Autorità ha inteso fornire il proprio contributo alla Commissione parlamentare di inchiesta sulle attività illecite connesse al ciclo dei rifiuti e sugli illeciti ambientali a esse correlati.

A fronte del persistere di alcune criticità, l'Autorità ha rinnovato il proprio appello al Parlamento e al Governo, affinché sia impressa una svolta decisiva alla complessa questione del *decommissioning* degli impianti nucleari.

Al fine, dunque, di porre rimedio, nel medio-lungo termine, alle criticità "di sistema" di cui soffre la commessa nucleare e alle problematiche relative al potenziamento dell'Ispettorato nazionale per la sicurezza nucleare e la radioprotezione (ISIN), nonché all'avvio del processo per l'individuazione del sito in cui realizzare il Deposito nazionale, l'Autorità ha chiesto la ridefinizione di un quadro normativo e istituzionale in grado di bilanciare le primarie istanze di sicurezza con quelle di economicità e di speditezza del processo di *decommissioning*.

L'Autorità reputa indispensabile assicurare chiarezza e stabilità agli obiettivi e all'assetto societario di Sogin, affinché quest'ultima sia in grado di assolvere con continuità e sollecitudine le proprie delicate funzioni. La regolazione può apportare un contributo al miglioramento dell'andamento delle attività di smantellamento delle centrali elettronucleari solo nel caso in cui sia attuato un controllo coordinato, attraverso una *governance* unitaria, di tutti gli aspetti che lo caratterizzano. A tale scopo, l'Autorità ha evidenziato l'opportunità di valutare la riunificazione delle funzioni di regolazione e di controllo (anche di tipo economico), che attualmente essa svolge, in capo ai Ministeri competenti e il parallelo trasferimento alla fiscalità generale degli oneri nucleari, che, quindi, non graverebbero più sulla bolletta elettrica. L'Autorità ha, comunque, confermato il proprio impegno a continuare a svolgere la propria funzione indipendente di tutela dei clienti dell'energia elettrica, qualora gli oneri generali non siano trasferiti a carico della fiscalità generale, nonché a continuare a fornire il proprio contributo nelle diverse sedi istituzionali.

L'Autorità ha, infine, ribadito la rilevanza del Tavolo di coordinamento tra le istituzioni interessate, che confida possa assumere un ruolo di vera e propria Cabina di regia dotata di adeguati poteri di coordinamento tra i diversi soggetti istituzionali, in modo da assicurare il necessario confronto e raccordo politico, strategico e funzionale su una materia di tale importanza per il Paese.

Pareri e proposte al Governo

Parere in merito allo schema di bando per la selezione di progetti integrati innovativi per le isole minori non interconnesse ai sensi dell'art. 6 del decreto del Ministro dello sviluppo economico 14 febbraio 2017

Il 16 aprile 2019, con la delibera 154/2019/I/efr, l'Autorità ha espresso il proprio parere favorevole al Ministro dello sviluppo economico, ai sensi dell'art. 6, comma 3, del decreto ministeriale 14 febbraio 2017, in merito allo schema di bando per la selezione di progetti integrati innovativi per le isole minori non interconnesse.

Parere al Ministro delle infrastrutture e dei trasporti sulla proposta di decreto del Presidente del Consiglio dei ministri per l'adozione del primo stralcio del Piano nazionale di interventi nel settore idrico, relativo alla sezione "invasi", di cui all'art. 1, comma 516, della legge n. 205/2017

Il 16 aprile 2019, con la delibera 160/2019/I/idr, l'Autorità, ai sensi dell'art. 1, comma 516, della legge 27 dicembre 2017, n. 205 (legge di bilancio 2018), ha espresso il proprio parere favorevole, con osservazioni, sulla proposta di decreto trasmessa dal Ministro delle infrastrutture e dei trasporti con la comunicazione del 12 aprile 2019, osservando, in particolare, che:

- non è richiamata la previsione della legge n. 205/2017, in base alla quale (art. 1, comma 519) *"Gli enti di governo dell'ambito e gli altri soggetti responsabili della realizzazione degli interventi di cui alle sezioni 'acquedotti' e 'invasi' del Piano nazionale, entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri di cui al comma 516, adeguano i propri strumenti di pianificazione e di programmazione in coerenza con le misure previste dal medesimo Piano nazionale"*; tale disposizione appare di particolare rilievo al fine di assicurare, laddove necessario, il tempestivo e coerente aggiornamento delle pianificazioni esistenti;
- gli atti convenzionali di cui all'art. 2 della proposta di decreto in esame dovrebbero contemplare – per i casi di perduranti criticità nelle scelte di programmazione e di gestione del servizio idrico integrato – anche specifiche condizionalità volte a contemperare l'esigenza di avviare rapidamente il finanziamento degli interventi del Piano nazionale con quella di assicurarne un'esecuzione efficace e sostenibile.

Si segnala, per completezza di esposizione, che la proposta di decreto ha trovato attuazione con l'emanazione del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 17 aprile 2019, "Adozione del primo stralcio del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico – sezione 'invasi'".

Aggiornamento del parere dell'Autorità 701/2016/I/eel, rilasciato al Ministro dello sviluppo economico, per la concessione di un'esenzione a una quota dell'interconnessione in corrente continua Italia-Montenegro

Il 25 giugno 2019, con la delibera 275/2019/I/eel, l'Autorità ha confermato il parere favorevole, già espresso nel precedente parere 1° dicembre 2016, 701/2016/I/eel, nei limiti e nel rispetto delle condizioni evidenziate nel medesimo, ai sensi dell'art. 4, comma 4, del decreto del Ministro delle attività produttive 21 ottobre 2005, al rilascio, a favore della società Monita Interconnector, di un'esenzione dal regime di accesso di terzi della durata di dieci anni per una capacità di importazione e di esportazione pari a 200 MW, quota parte della totale capacità della linea di interconnessione "Villanova-Lastva", spettante al sistema elettrico italiano.

Parere al Ministro dello sviluppo economico sullo schema di decreto per l'approvazione della disciplina del Mercato della capacità

Il 27 giugno 2019, con la delibera 281/2019/R/eel, l'Autorità ha espresso parere favorevole, ai sensi dell'art. 2 del decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, recante "Disposizioni in materia di remunerazione delle capacità di produzione di energia elettrica", sullo schema di decreto per l'approvazione della disciplina del Mercato della capacità.

In seguito all'assenso dell'Autorità, è stato emanato il decreto del Ministro dello sviluppo economico 28 giugno 2019, "Approvazione della disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica (*Capacity Market*)".

Parere al Ministro dello sviluppo economico sulle proposte di modifica della Disciplina del mercato del gas naturale e del Testo integrato della disciplina del mercato elettrico, predisposte dal Gestore dei mercati energetici

Con la delibera 16 luglio 2019, 309/2019/I/com, l'Autorità ha espresso al Ministro dello sviluppo economico il proprio parere favorevole alle proposte di modifica del Testo integrato della disciplina del mercato elettrico (TIDME) (decreto del Ministro delle attività produttive 19 dicembre 2003 e s.m.i.) e della Disciplina del mercato del gas (decreto del Ministro dello sviluppo economico 6 marzo 2013 e s.m.i.), avanzate dal Gestore dei mercati energetici (GME), in materia di gestione integrata delle garanzie nei mercati *spot* dell'energia elettrica e del gas naturale.

Parere al Ministro dello sviluppo economico sullo schema di decreto di approvazione del Piano triennale della ricerca di sistema

Il 30 luglio 2019, con la delibera 336/2019/rds, l'Autorità ha espresso il proprio parere favorevole al Ministro dello sviluppo economico in ordine allo schema di decreto di approvazione del Piano triennale della ricerca

di sistema, formulando le seguenti osservazioni a seguito della consultazione pubblica attivata nel rispetto di quanto previsto dall'art. 2, comma 2, del decreto del Ministro dello sviluppo economico 16 aprile 2018:

- in tema di verifica degli stati intermedi di avanzamento, si suggerisce di prevedere *ex ante* le scadenze, al più annuali, di verifica dello stato di avanzamento dei lavori;
- in tema di costi del personale non dipendente, si consiglia di ricomprendere nei rapporti di parasubordinazione anche i contratti di somministrazione (c.d. contratti di lavoro interinale).

Con l'occasione, l'Autorità ha ribadito l'importanza di un approccio integrato, sia energetico sia ambientale, all'innovazione di un sistema di cui la ricerca di sistema costituisce un elemento fondamentale, seppure al momento finanziata solo dagli utenti elettrici in base alle disposizioni vigenti.

In seguito al parere espresso dall'Autorità, il 9 agosto 2019 il Ministero dello sviluppo economico ha pubblicato sul proprio sito internet il decreto recante "Piano triennale della ricerca di sistema elettrico relativo al triennio 2019-2021".

Parere in merito allo schema di decreto ministeriale finalizzato a favorire la diffusione della tecnologia di integrazione tra i veicoli elettrici e la rete elettrica

In data 26 settembre 2019, con la delibera 394/2019/I/eel, l'Autorità ha espresso il proprio parere favorevole, ai sensi dell'art. 1, comma 11, della legge n. 205/2017, in merito allo schema di decreto ministeriale finalizzato a favorire la diffusione della tecnologia di integrazione tra i veicoli elettrici e la rete elettrica, trasmesso dal Ministro dello sviluppo economico con comunicazione del 5 agosto 2019. Nel succitato parere l'Autorità ha, altresì, formulato suggerimenti e proposte per misure ulteriori, che potrebbero essere inserite nel provvedimento, per favorire la tecnologia *vehicle to grid* e, più in generale, lo *smart charging* – ossia la capacità di adeguare i cicli di carica dei veicoli anche alle condizioni delle reti e degli impianti di generazione elettrica, tramite opportuni segnali di prezzo o vincoli di quantità in situazioni critiche per il sistema, ferme restando le esigenze di mobilità del conduttore del veicolo elettrico –, qualora la tecnologia *vehicle to grid* sia ricompresa in tale concetto più ampio, in sinergia con alcune delle ipotesi descritte nel documento per la consultazione 23 luglio 2019, 318/2019/R/eel.

Si segnala che il Ministro dello sviluppo economico ha, infine, emanato il decreto 30 gennaio 2020, "Criteri e modalità per favorire la diffusione della tecnologia di integrazione tra i veicoli elettrici e la rete elettrica, denominata *vehicle to grid*".

Parere dell'Autorità sullo schema di decreto del Presidente del Consiglio dei ministri di modifica del DPCM 25 maggio 2012 che ha definito i criteri, le condizioni e le modalità della separazione proprietaria di Snam da Eni

Con il documento 26 settembre 2019, 390/2019/I, l'Autorità ha fornito al Ministro dello sviluppo economico il parere, previsto dall'art. 15, comma 1, del decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1 (convertito, con modificazioni,

dalla legge 24 marzo 2012, n. 27), sullo schema di decreto di modifica del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 25 maggio 2012, che ha definito i criteri, le condizioni e le modalità della separazione proprietaria di Snam da Eni, ai sensi dell'art. 19 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93.

Per un approfondimento sui contenuti del parere, si veda il Capitolo 4 del presente Volume, al paragrafo "Unbundling".

Parere al Ministro dello sviluppo economico sulle proposte di modifica della Disciplina del mercato del gas naturale, del Regolamento P-GAS e del Testo integrato della disciplina del mercato elettrico, predisposte dal Gestore dei mercati energetici

Con la delibera 26 novembre 2019, 496/2019//com, l'Autorità ha espresso al Ministro dello sviluppo economico il proprio parere favorevole di modifica della Disciplina del mercato del gas naturale (decreto del Ministro dello sviluppo economico 6 marzo 2013 e s.m.i.), del Regolamento della piattaforma di negoziazione per l'offerta di gas naturale, c.d. P-GAS (decreto del Ministro dello sviluppo economico 23 aprile 2010 e s.m.i.) e del Testo integrato della disciplina del mercato elettrico – TIDME (decreto del Ministro dello sviluppo economico 19 dicembre 2003 e s.m.i.), predisposte dal Gestore dei mercati elettrici (GME), tenuto conto del fatto che:

- le modifiche alla Disciplina del mercato del gas sono coerenti con le previsioni contenute nella delibera 5 novembre 2019, 451/2019/R/gas;
- l'introduzione nella Disciplina del prodotto "weekend" è funzionale a promuovere la liquidità del mercato a pronti del gas naturale, ampliando l'offerta dei prodotti disponibili per la negoziazione e la flessibilità per i soggetti che vi operano;
- le proposte di modifica richiamate, come predisposte dal GME e trasmesse dal Ministro, non recano disposizioni in contrasto con l'assetto regolatorio dei settori oggetto delle modifiche e non sussistono elementi di criticità a queste connesse.

Rapporti con altre istituzioni ed enti

Autorità garante della concorrenza e del mercato

Nel 2019 è proseguita la sinergica e proficua attività di collaborazione tra l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM). Come noto, tale collaborazione è già da tempo formalizzata nell'ambito del Protocollo quadro di intesa del 2012, che disciplina il coordinamento fra le due Autorità con riguardo agli interventi istituzionali nei settori di comune interesse. Il Protocollo quadro di intesa prevede, tra l'altro, scambi reciproci di pareri e avvisi, anche nell'ambito di indagini conoscitive o in relazione all'invio di segnalazioni al Parlamento o al Governo su questioni di interesse condiviso, e contempla iniziative congiunte in materia di *enforcement*, vigilanza e controllo dei mercati.

Per quanto attiene segnatamente alla tutela dei consumatori, con specifico riguardo alle pratiche commerciali scorrette nei settori regolati, la collaborazione e il coordinamento istituzionale tra le due Autorità sono stati

rafforzati dal Protocollo di intesa integrativo in materia di tutela del consumatore, siglato nell'ottobre 2014, che prevede, in particolare, la segnalazione reciproca, nell'ambito dei procedimenti di diretta competenza, di casi di pratiche commerciali scorrette e di violazioni della normativa e/o della regolazione nei settori dell'energia elettrica, del gas e dei servizi idrici, nonché l'istituzione di un Gruppo di lavoro permanente, composto da membri designati da ciascuna delle due Autorità, che sovrintende e monitora costantemente l'attuazione del menzionato Protocollo.

L'intervento cooperativo e complementare delle due istituzioni si realizza anche mediante il rilascio di pareri da parte di ARERA all'AGCM, nell'ambito dei procedimenti da quest'ultima avviati e riguardanti pratiche commerciali scorrette poste in essere nei settori dell'energia elettrica, del gas e dei servizi idrici, così come richiesto dal Codice del consumo (decreto legislativo 6 settembre 2005, n. 206). Si segnala, a tale proposito, che nel periodo considerato dalla presente *Relazione Annuale* l'Autorità ha rilasciato quattro pareri relativi a tematiche di grande rilievo, evidenziando all'AGCM i profili di presunta non conformità delle condotte contestate rispetto alle disposizioni regolatorie ritenute maggiormente significative anche in ragione della specificità settoriale.

In particolare, per quanto attiene ai settori dell'energia elettrica e del gas, l'Autorità ha emesso un parere in tema di offerte commerciali presentate ai clienti finali in maniera omissiva e ingannevole e di applicazione di modalità di fatturazione con profili di aggressività.

Con riferimento al settore dei servizi idrici, i pareri rilasciati hanno riguardato diverse condotte, anche rilevanti, poste in essere da gestori del servizio idrico integrato di notevole rilevanza e consistenti, in particolare:

- nella mancata verifica della prescrizione dei crediti e nel mancato accoglimento delle istanze di prescrizione con riferimento a importi relativi a consumi risalenti a più di cinque anni prima;
- nella frapposizione di ostacoli non contrattuali e sproporzionati per le istanze di rettifica delle fatture emesse a seguito di perdite occulte;
- nel non dare seguito alle istanze di allaccio individuali in presenza di utenze condominiali, con la conseguenza di indurre gli altri condomini a corrispondere somme non dovute, con ingiunzioni e minacce di distacco in caso di mancato pagamento;
- nell'inadeguata gestione delle istanze dei consumatori aventi a oggetto i consumi fatturati, senza sospendere le procedure di riscossione degli importi contestati (invio di solleciti di pagamento con minaccia di distacco delle forniture);
- nell'applicazione di regole volte a ostacolare il riconoscimento della procedura di depenalizzazione e a limitarne gli effetti nella gestione delle perdite occulte;
- nella minaccia di distacco della fornitura idrica alla totalità dei condomini a causa della morosità di uno o più comproprietari, anche in presenza di misuratori divisionali.

Autorità per le garanzie nelle comunicazioni

ARERA si è avvalsa della collaborazione di un Nucleo tecnico dell'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni (Agcom) in merito al procedimento – avviato con la delibera 28 aprile 2017, 289/2017/R/eel e concluso con la delibera 15 ottobre 2019, 409/2019/R/eel (si veda il Capitolo 3 del presente Volume) – in tema di definizione della "versione 2.1" degli *smart meter* 2G. Maggiori approfondimenti in relazione al documento per la consultazione 11 aprile 2018, 245/2018/R/eel sono presentati nella *Relazione Annuale* 2019, Volume 2.

Garante della protezione dei dati personali

Nel corso del 2019, nell'ambito delle attività di attuazione del regolamento europeo sulla protezione dei dati, cosiddetto *General Data Protection Regulation* – GDPR (regolamento (UE) 2016/679), è proseguita l'attività del *network* tra i responsabili della protezione dei dati delle Autorità amministrative indipendenti del nostro Paese. L'iniziativa, promossa da ARERA nel corso del 2018 e fortemente auspicata dal Garante italiano e dal Comitato europeo per la protezione dei dati, costituisce un importante momento di condivisione delle esperienze sui principali aspetti critici connessi all'attuazione della normativa, consentendo vantaggiose sinergie, proficui scambi di informazioni e di *best practice*, con una significativa ricaduta in termini di efficacia ed efficienza dell'azione amministrativa di ciascuna istituzione. Il *network* è oggi costituito da tutti i responsabili della protezione dei dati delle Autorità indipendenti e delle Commissioni di garanzia¹² e opera con il coordinamento dell'RPD dell'Autorità.

Le attività finora svolte hanno portato alla formazione di una visione condivisa della *governance* generale del "sistema *privacy*" all'interno delle istituzioni, pur nel rispetto delle peculiarità e delle funzioni di ciascuna, e hanno affrontato, anche attraverso il proficuo confronto con diverse realtà professionali e universitarie, temi di interesse comune. Particolare attenzione è stata posta all'informazione e alla formazione del personale che, all'interno di ciascuna realtà, tratta i dati dei consumatori: sono stati organizzati incontri e momenti formativi, in collegamento videoconferenza tra le diverse sedi, rivolti a tutto il personale interessato. Tra gli obiettivi del 2020 si segnala il rafforzamento di questa attività di formazione.

Un ulteriore motivo di proficua attività di confronto tra l'Autorità e il Garante della protezione dei dati personali è stato dato dall'istituzione (con delibera 25 giugno 2019, 270/2019/R/com) del Portale Consumi, piattaforma digitale istituzionale online dal 1° luglio 2019, che consente ai consumatori di accedere ai propri dati storici di consumo energetico e alle principali informazioni tecniche e contrattuali relative alle forniture di energia elettrica e di gas naturale di cui sono titolari. L'attività di interlocuzione fra le due istituzioni si è conclusa con il rilascio di un parere favorevole sugli elementi comuni nelle materie di rispettiva competenza, quali, per esempio, le modalità di accesso da parte dei clienti finali ai propri dati, la necessaria autenticazione digitale, l'insieme dei dati di misura cui è possibile aver accesso, l'informativa in merito al trattamento dei dati personali degli utenti del Portale. Per un approfondimento sul Portale Consumi si rimanda al Capitolo 8 del presente Volume.

Guardia di Finanza

Fin dal 2001, sulla base di un Protocollo di intesa siglato tra le due istituzioni, l'Autorità si avvale della collaborazione della Guardia di Finanza per le proprie attività di controllo e di ispezione. Il Protocollo è stato rinnovato ed esteso nel dicembre 2005 e ha visto nel tempo il progressivo ampliamento delle attività svolte in maniera congiunta.

Il Nucleo speciale beni e servizi, operativo presso il Comando Reparti speciali della Guardia di Finanza, svolge compiti di vigilanza espressamente dedicati ai settori regolati dall'Autorità. Il personale della Guardia di Finanza collabora con gli Uffici dell'Autorità in tutte le attività di sopralluogo ispettivo e ne svolge alcune in completa

¹² Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, Autorità di regolazione dei trasporti, Autorità garante della concorrenza e del mercato, Banca d'Italia, Garante per la protezione dei dati personali, Commissione nazionale per le società e la Borsa, Autorità nazionale anticorruzione, Autorità per le garanzie nelle comunicazioni, Commissione di vigilanza sui fondi pensione, Commissione di garanzia dell'attuazione della legge sullo sciopero nei servizi pubblici essenziali, Autorità garante per l'infanzia e l'adolescenza. Nel corso del 2018 si sono uniti al *network*, con la qualifica di "osservatori", altri soggetti, quali l'Acquirente unico, la Cassa per i servizi energetici e ambientali e l'Organismo di vigilanza e tenuta dell'albo unico dei consulenti finanziari.

autonomia per conto dell'Autorità, con l'ausilio di tecnici esterni esperti. Negli ultimi anni, ispettori della Guardia di Finanza hanno affiancato i funzionari dell'Autorità anche in un numero crescente di attività di controllo documentale avviate nell'ambito dei costi riconosciuti in tariffa e della tutela degli interessi dei consumatori. Date le specifiche competenze del Corpo e le potenziali importanti implicazioni in termini fiscali e/o di utilizzo di fondi pubblici, il supporto e la collaborazione della Guardia di Finanza risultano fondamentali per l'Autorità.

Per una descrizione dettagliata delle attività di controllo svolte in sinergia con la Guardia di Finanza nel 2019 si rimanda al Capitolo 10 di questo Volume.

ANCI

L'Autorità, al fine di assicurare la gestione dei sistemi nazionali di compensazione della spesa per la fornitura dei servizi regolati (cosiddetti bonus sociali nazionali), nel 2008 ha istituito un apposito sistema informativo, denominato Sistema di gestione di ammissione delle agevolazioni sulle tariffe energetiche (SGAte), successivamente esteso alla gestione del bonus sociale idrico, e ha stipulato una Convenzione con l'Associazione nazionale dei Comuni italiani (ANCI) per l'implementazione, l'aggiornamento e la manutenzione del Sistema stesso, nonché per il riconoscimento ai Comuni degli oneri amministrativi da essi sostenuti per l'espletamento delle procedure di accoglimento delle istanze di compensazione.

La Convenzione è stata integrata e rinnovata più volte al fine di consentire l'adeguamento di SGAte e delle attività disciplinate dalla Convenzione stessa all'evolversi del quadro normativo e regolatorio in materia di bonus sociali nazionali. La Convenzione in vigore nel 2019 è stata approvata con delibera 30 ottobre 2017, 336/2017/A e successivamente integrata dalla delibera 18 maggio 2018, 542/2018/A.

Attraverso SGAte le domande di bonus vengono processate dai Comuni, che effettuano i primi controlli sui requisiti di accesso, e trasferite ai distributori per le verifiche di rispettiva competenza. Inoltre, tramite SGAte vengono gestite le comunicazioni da inviare ai soggetti che hanno presentato domanda di accesso ai bonus (come, per esempio, accettazione, rigetto e relative motivazioni, informativa che la domanda è in scadenza e va rinnovata, eventuali comunicazioni riguardanti cessazioni della compensazione in corso di erogazione), nonché le informazioni necessarie a Poste Italiane per accreditare i bonifici domiciliati ai clienti indiretti del settore del gas.

Inoltre, SGAte rende disponibile alla Cassa per i servizi energetici e ambientali e al soggetto erogatore dei bonus le informazioni necessarie all'erogazione e mette a disposizione dei cittadini un portale web attraverso il quale è possibile monitorare lo stato della propria richiesta di bonus.

Agenzia delle entrate

L'Autorità ha avviato interlocuzioni con l'Agenzia delle entrate in merito alle integrazioni e alle modifiche alla regolazione in materia di fatturazione elettronica disposte nei primi mesi dell'anno 2019 e rese necessarie ai sensi della legge di bilancio 2018. In particolare, sono stati istituiti dei confronti finalizzati a coordinare la regolazione dell'Autorità in merito ai documenti che contabilizzano i consumi di energia elettrica e di gas naturale (c.d. bol-

letta sintetica o bolletta 2.0) e ai documenti che contabilizzano il servizio di trasporto dell'energia elettrica e di distribuzione del gas naturale con la disciplina della fatturazione elettronica, regolata dall'Agenzia delle entrate con il provvedimento 30 aprile 2018. Tali confronti sono stati, inoltre, funzionali a condividere alcuni chiarimenti, emersi anche su sollecitazione degli operatori di settore e soggetti alla regolazione dell'Autorità. Sull'argomento si veda il paragrafo "Regolazione del mercato elettrico e del gas", sottoparagrafo "Integrazioni in materia di fatturazione elettronica", al Capitolo 8 del presente Volume.

Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti

I rapporti con il Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU) si svolgono nell'ambito del Protocollo di intesa stipulato il 13 maggio 2009, che impegna le parti, tra l'altro, a promuovere l'informazione dei consumatori e l'educazione al consumo consapevole in relazione ai settori regolati dall'Autorità, prevedendo anche incontri plenari per approfondire e illustrare le attività di regolazione e i temi di interesse dei consumatori. In tal senso, anche nel 2019 il Presidente dell'Autorità ha partecipato a una riunione del CNCU nella quale sono stati discussi i temi di maggiore attualità e interesse per i consumatori dei servizi regolati.

Gli Uffici dell'Autorità incontrano regolarmente le associazioni dei consumatori facenti parte del CNCU in audizioni periodiche, in incontri tecnici – in particolare nelle fasi di consultazione pubblica propedeutiche all'attività regolatoria – e in occasione degli aggiornamenti trimestrali delle condizioni di fornitura per l'elettricità e il gas naturale. Sull'argomento si veda anche il paragrafo "Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici" al Capitolo 9 del presente Volume.

Istat

L'Autorità, per assolvere i compiti previsti dall'art. 2, commi 12, lettere i) e l), e 23, della legge 14 novembre 1995, n. 481, ha in corso una Convenzione quinquennale di natura pubblicistica con l'Istituto nazionale di statistica (Istat), stipulata sin dal 1998, per l'inserimento di alcuni quesiti attinenti alla soddisfazione dei servizi regolati nell'indagine "Aspetti della vita quotidiana" realizzata nell'ambito delle cosiddette indagini multiscopo annuali.

L'attuazione di questi compiti è prevista dal Regolamento per le audizioni periodiche e speciali e per lo svolgimento di rilevazioni sulla soddisfazione degli utenti e l'efficacia dei servizi, di cui alla delibera 16 maggio 2014, 212/2014/A. La rilevazione è condotta da Istat su un vasto campione di famiglie italiane (25.000 circa di base), tale da consentire la rappresentatività dei risultati statistici a livello regionale.

Nel corso del tempo, accanto a un nucleo stabile di quesiti relativi alla soddisfazione delle famiglie per l'uso domestico dell'energia elettrica e del gas, dal 2014 estesi anche al servizio idrico, sono state aggiunte ulteriori domande volte a rilevare la soddisfazione per altri aspetti delle forniture (continuità, comprensibilità delle bollette, informazioni sul servizio).

I risultati sono impiegati per diversi scopi, in sede nazionale e internazionale (per esempio, relazioni annuali, documenti per la consultazione, convegni, pubblicazioni).

Nel 2019 i risultati principali dell'indagine sono stati inclusi nel Rapporto annuale sul trattamento dei reclami e la risoluzione delle controversie dei clienti elettrici e di gas naturale relativo al 2018. Per una descrizione del Rapporto si veda il paragrafo "Rapporto annuale sul trattamento dei reclami e la risoluzione delle controversie" al Capitolo 8 del presente Volume.

Regioni e Autonomie locali

Con la delibera 31 luglio 2019, 333/2019/A, l'Autorità, ritenendo necessario stabilire un'interlocuzione tecnico-istituzionale di carattere permanente con tutti i livelli territoriali di governo titolari di competenze in materia di gestione dei rifiuti urbani, ha istituito un Tavolo tecnico con Regioni e Autonomie locali. Il Tavolo è presieduto e coordinato dall'Autorità ed è composto dalla Conferenza delle Regioni e delle Province autonome, dall'Associazione nazionale Comuni italiani (ANCI), dall'Unione delle Province d'Italia (UPI) e, in funzione delle tematiche di volta in volta affrontate, dalle associazioni maggiormente rappresentative degli Enti di governo dell'ambito. Per un'illustrazione delle attività svolte dal Tavolo nel corso del 2019 si rinvia al Capitolo 7 del presente Volume.

Si segnalano, inoltre, le interlocuzioni fra l'Autorità e le Province autonome di Trento e di Bolzano in merito al cosiddetto bonus Alto Adige. La legge di bilancio 2018 ha previsto l'obbligo, per i concessionari di grande derivazione a scopo idroelettrico, di fornire annualmente e gratuitamente alle Regioni 220 kWh per ogni kW di potenza nominale media di concessione, per servizi pubblici e categorie di utenti da determinare in base alla legislazione regionale o provinciale. Conseguentemente, con la legge della Provincia autonoma di Bolzano 7 agosto 2017, n. 12 e la delibera 18 dicembre 2018, n. 1386 della Giunta provinciale, è stato istituito il cosiddetto bonus elettrico Alto Adige da applicare a tutti i cittadini residenti nel territorio provinciale, qualora titolari di un'utenza elettrica domestica per abitazione di residenza, e da erogare attraverso una riduzione dei costi in bolletta.

Al fine di un'agevole applicazione di quanto disposto dalla normativa, e considerato l'ambito regolatorio dell'Autorità coinvolto da tale disciplina (sui bonus sociali in generale si veda il Capitolo 9 del presente Volume), nel corso del 2019 si sono svolti degli incontri tra gli Uffici della Provincia autonoma di Bolzano e quelli dell'Autorità; in esito a tali confronti è stato definito uno schema di lavoro congiunto finalizzato a implementare quanto previsto dalla normativa sul tema in coerenza con la regolazione dell'Autorità, adottando condivisi criteri di massima semplificazione e contenimento dei costi nel corso dell'anno 2020.

ISPRA

Nel 2019 sono proseguiti gli incontri tra l'Autorità e l'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (ISPRA) al fine di pervenire a un accordo quadro che favorisca una più stretta e strutturata collaborazione istituzionale. L'accordo, infatti, consentirebbe all'Autorità di beneficiare in particolare dell'approfondita conoscenza del settore ambientale da parte di ISPRA e permetterebbe a entrambe le istituzioni di condividere le reciproche banche dati ai fini di una più efficace e coordinata azione nell'adempimento dei compiti a ciascuna attribuiti.

Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, Ministero della salute e Istituto superiore di sanità

Come risposta alla prima iniziativa dei cittadini europei "Right2Water" – con cui veniva richiesto in particolare che "l'UE intensific[asse] il proprio impegno per garantire un accesso universale all'acqua potabile e ai servizi igienico-sanitari", peraltro in linea con l'obiettivo di sviluppo sostenibile fissato, nel 2015, dall'Agenda 2030 delle Nazioni unite – con il documento COM(2017) 753 final del 1° febbraio 2018, la Commissione europea ha presentato una proposta di modifica della direttiva 1998/83/CE concernente la qualità delle acque destinate al consumo umano. Come evidenziato dalla valutazione compiuta nell'ambito del REFIT, Programma di controllo dell'adeguatezza e dell'efficacia della regolamentazione (*Regulatory Fitness and Performance Programme*)¹³, la revisione della disciplina vigente risponde alle seguenti principali esigenze:

- rendere coerente il set di parametri da sottoporre a monitoraggio e i relativi limiti normativi con le più recenti conoscenze scientifiche;
- approfondire la valutazione dei rischi sulla salute umana;
- accrescere la chiarezza e la trasparenza delle informazioni da comunicare agli utenti.

Nell'ambito del processo di revisione della direttiva, l'Autorità nel 2019 ha proseguito l'attività di collaborazione con le istituzioni ministeriali, partecipando a uno specifico Tavolo tecnico, istituito all'inizio del 2018 e coordinato dal Ministero della salute, in collaborazione con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con l'Istituto superiore di sanità. L'attività di confronto si è sviluppata attraverso la predisposizione di contributi condivisi – in merito ai molteplici aspetti oggetto di revisione – da portare in risposta alle proposte emendative presentate dalla Presidenza del Consiglio europeo ovvero da altri stati membri. Il contributo dell'Autorità all'interno del Gruppo di lavoro ha riguardato prevalentemente le misure in discussione per rafforzare la trasparenza dei dati (economici, tecnici e afferenti alla qualità dell'acqua erogata) nei confronti dell'utenza, oltre a valutazioni tecniche tese a rendere più efficace e rapida l'applicazione – da parte dei diversi soggetti coinvolti – delle nuove disposizioni che verranno recepite a livello nazionale.

Inoltre, con il documento COM(2018) 337 final del 28 maggio 2018, la Commissione europea ha presentato una proposta di regolamento recante prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua.

Nell'ambito del processo di revisione del testo predisposto dalla Commissione europea, l'Autorità, nel 2019, ha proseguito la partecipazione ai lavori di uno specifico Tavolo tecnico – costituito a metà del 2018 – coordinato dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, in collaborazione con diverse istituzioni, tra cui il Ministero della salute e l'Istituto superiore di sanità, con lo scopo di contribuire alla discussione in merito alle proposte emendative presentate dalla Presidenza del Consiglio europeo ovvero da altri stati membri.

Per maggiori dettagli sui citati provvedimenti si rinvia al paragrafo "Evoluzione della legislazione europea", sottoparagrafo "Normativa eurounitaria nei settori dell'ambiente", al Capitolo 1 del presente Volume.

¹³ Per una descrizione completa del REFIT si veda il seguente link: ec.europa.eu/info/law/law-making-process/evaluating-and-improving-existing-laws/refit-making-eu-law-simpler-and-less-costly_it.

UNI

Nel corso del 2019 sono stati attivati i primi contatti tra l'Autorità e l'Ente nazionale italiano di unificazione (UNI) al fine di pervenire a una collaborazione istituzionale, come già avvenuto per gli altri settori regolati dall'Autorità, per mettere a punto anche per il settore dei rifiuti norme tecniche o prassi di riferimento per gli aspetti più rilevanti nella qualità dei servizi di gestione integrata dei rifiuti urbani, in particolare per quanto riguarda la misurazione della qualità e della quantità della raccolta differenziata, per il trattamento dei rifiuti e più in generale in materia di economia circolare, con particolare riferimento al riutilizzo e al riciclo dei rifiuti urbani. Il Protocollo di intesa tra ARERA e UNI è stato approvato con la delibera 18 marzo 2020, 71/2020/A.

CIG

Nel corso del 2019 è proseguita la collaborazione con il Comitato italiano gas (CIG) per la gestione e il monitoraggio dell'assicurazione a copertura dei danni per incidenti derivanti dall'uso del gas, stipulata dal CIG per conto dei clienti finali del gas in base alla delibera 12 maggio 2016, 223/2016/R/gas (si veda, per maggiori dettagli, il paragrafo "Servizi di tutela e di ultima istanza", sottoparagrafo "L'assicurazione a favore dei clienti finali del servizio del gas", al Capitolo 8 di questo Volume).

CTI

È proseguita anche nel 2019 la collaborazione tra l'Autorità e il Comitato termotecnico italiano energia e ambiente (CTI), sulla base del Protocollo di intesa approvato con la delibera 8 febbraio 2018, 78/2018/A. L'Autorità, in particolare, ha segnalato al CTI l'esigenza di rendere disponibili per il settore del telecalore norme tecniche o prassi di riferimento per le prestazioni più rilevanti per la qualità tecnica, tra cui il servizio di pronto intervento, la ricerca delle dispersioni idriche, la qualità del fluido termovettore e, più in generale, un corpo di definizioni a cui fare riferimento per la normazione di settore. La collaborazione con il CTI è menzionata al paragrafo "Qualità e trasparenza", sottoparagrafo "Qualità tecnica del servizio per il periodo regolatorio 1° luglio 2020-31 dicembre 2023", al Capitolo 6 del presente Volume.

RSE

L'Autorità ha chiesto alla società Ricerca sul sistema energetico (RSE), nell'ambito della ricerca di sistema, di definire una metodologia per la valutazione dei costi e dei benefici derivanti dalla connessione di nuovi impianti alle reti di teleriscaldamento, al fine di disporre di uno strumento per la valutazione di eventuali iniziative per l'integrazione di nuove unità di generazione o per il recupero di calore da cascami termici in ambito locale. La disponibilità di tale strumento rappresenta un prerequisito essenziale per promuovere iniziative in grado di creare effettivi benefici di carattere energetico e ambientale.

Accountability, trasparenza e anticorruzione

Nel 2019 l'attività dell'Autorità è proseguita nel solco di quanto programmato e implementato negli anni precedenti, seguendo una logica di interrelazione tra *accountability*, trasparenza e anticorruzione. Tale impostazione è stata confermata e rafforzata con la definizione, all'interno del nuovo Quadro strategico 2019-2021 dell'Autorità, di uno specifico obiettivo strategico (OS.5) dedicato alla trasparenza e all'integrità dell'azione amministrativa e al rafforzamento dell'*accountability* regolatoria, anche attraverso il contributo dell'Osservatorio della regolazione. In particolare, l'obiettivo prevede quattro linee principali di intervento: garantire maggiore accessibilità, comprensibilità e utilizzabilità delle misure di prevenzione della corruzione; rafforzare e ampliare le attività dell'Osservatorio, specie in ambito ambientale; sviluppare strumenti, anche semplificati, di analisi di impatto e di verifica *ex post* della regolazione; promuovere le *best practice* per la valutazione degli effetti della regolazione anche attraverso il supporto di esperti esterni. Il primo e il secondo obiettivo si configurano come attività continuative, mentre le attività del terzo sono state preventivate con un respiro temporale che va dal secondo semestre del 2019 a tutto il 2020. L'ultimo obiettivo, invece, ci si attende che si realizzi nel corso del 2021.

La trasparenza ha ormai consolidato il proprio *status* di principio informatore dell'agire pubblico e l'Autorità si sforza di perseguirla ai più elevati livelli e in maniera trasversale all'interno del proprio modello organizzativo. In termini operativi questo significa che ARERA garantisce l'accessibilità alle informazioni e ai dati a sua disposizione e adempie agli obblighi di pubblicazione prescritti dalla normativa vigente. Le attività di accesso agli atti sviluppate nel corso del 2019, unitamente alla costante attività di prevenzione dei fenomeni corruttivi, hanno consentito all'Autorità di garantire la corrispondenza della propria azione alle disposizioni normative in tema di trasparenza e prevenzione della corruzione.

Inoltre, al fine di assicurare un ulteriore sviluppo in materia rispetto alla mera *compliance* alla specifica normativa, l'Autorità ha continuato a mantenere aperto uno specifico canale di interazione costante con gli *stakeholder* attraverso l'Osservatorio della regolazione – organismo costituito presso l'Autorità stessa e articolato in Gruppi di lavoro settoriali –, promuovendo attraverso di esso un sempre maggiore coinvolgimento delle associazioni rappresentative dei soggetti interessati ai processi di *accountability* regolatoria. In particolare, in osservanza alle indicazioni del Quadro strategico, nel corso del secondo semestre del 2019 è stato previsto di estendere le attività dell'Osservatorio alle associazioni rappresentative del settore dei rifiuti.

Accountability

L'agire dell'Autorità è da sempre orientato all'esigenza di rendere conto delle scelte di indirizzo praticate e degli obiettivi perseguiti (c.d. *accountability*). Nel corso del 2019, l'Autorità ha continuato a prefiggersi finalità di rendicontazione, oltre che nelle forme e nelle modalità "tradizionali", quali la *Relazione Annuale*, e nelle altre forme previste per legge, anche attraverso gli strumenti dell'Osservatorio permanente della regolazione energetica, idrica e del teleriscaldamento (di seguito semplicemente Osservatorio), istituito con la delibera 15 marzo 2015, 83/2015/A. L'Osservatorio si è qualificato nel corso degli anni quale importante organo di confronto tra le associazioni di livello nazionale degli *stakeholder* sui temi afferenti alla regolazione energetica e ambientale

di competenza dell'Autorità. Nel 2019 si sono tenuti un incontro del forum plenario e diciassette incontri dei Gruppi di lavoro in cui si articola l'operatività dell'Osservatorio.

Tra gli strumenti di *accountability*, l'Osservatorio è quello che, indubbiamente, assicura con maggiore efficacia e continuità le relazioni e gli scambi dialettici tra le diverse categorie di *stakeholder*, nonché tra queste ultime e l'Autorità, facilitando, altresì, l'acquisizione di dati e informazioni utili alla Valutazione di impatto della regolazione (VIR). A ciò si aggiunga la funzione propulsiva che l'Osservatorio, pur nel rispetto dell'autonomia del regolatore, può svolgere, mediante la formulazione di proposte finalizzate alla predisposizione di documenti per la consultazione su materie sottoposte alla regolazione dell'Autorità. Da ultimo si segnala che con il decreto del Ministero dello sviluppo economico 9 agosto 2019 è stata prevista (art. 3, comma 6) un'innovativa interazione fra l'Osservatorio e le attività di ricerca previste nel Piano triennale della ricerca di sistema elettrico 2019-2021; concretamente, l'Osservatorio esaminerà il divenire di alcuni fra i principali temi di ricerca afferenti al settore energetico.

L'insieme delle attività dell'Osservatorio trova puntuale rendicontazione di dettaglio sulla pagina web del sito dell'Autorità a esso dedicata (www.arera.it/it/osservatorio/osservatorio_gruppi.htm).

Come sopra già accennato, nel sistema di *accountability* dell'Autorità continua, inoltre, a svolgere un ruolo fondamentale il consolidato strumento del processo di consultazione pubblica, funzionale al coinvolgimento dei soggetti interessati nella fase di ideazione dei provvedimenti regolatori generali. Più in dettaglio, nell'ambito dei processi di consultazione, che hanno accompagnato l'adozione di atti di regolazione, nel corso del 2019 particolare attenzione è stata posta all'interazione con gli *stakeholder* e alla conoscenza degli impatti attesi attraverso l'organizzazione di *focus group* e/o di seminari¹⁴.

Altro importante momento di ascolto delle ragioni e delle suggestioni avanzate dagli *stakeholder* è rappresentato dalle audizioni periodiche e speciali. Questo istituto è stato riformato nel 2014 con la delibera 11 dicembre 2014, 603/2014/A di adozione del nuovo Regolamento per le audizioni periodiche e speciali e per lo svolgimento di rilevazioni sulla soddisfazione degli utenti e l'efficacia dei servizi. Con la modifica del Regolamento, l'Autorità ha previsto il coinvolgimento degli *stakeholder* anche nella definizione delle proprie strategie, delle proprie politiche regolatorie e dei propri programmi di attività, assicurando loro il diritto a essere ascoltati e, allo stesso tempo, impegnandosi a fornire un resoconto sulle attività svolte e sulle scelte di regolazione compiute, in una logica di ulteriore rafforzamento della propria *accountability*. A questo proposito, per un approfondimento sulle audizioni periodiche tenutesi l'8 e il 9 maggio 2019 e focalizzate sul nuovo Quadro strategico 2019-2021 dell'Autorità, si veda il successivo paragrafo "Quadro strategico 2019-2021".

Infine, è opportuno includere fra gli strumenti di *accountability* anche gli incontri formali del Collegio dell'Autorità con gli *stakeholder*. Questi *meeting* rappresentano per l'Autorità uno strumento essenziale per indagare le problematiche che caratterizzano i settori di competenza e per monitorare gli effetti della regolazione, prospettata o già deliberata. Le attività di relazioni esterne, di cui gli incontri del Collegio rappresentano parte fondamentale, sono, come le analoghe attività di ascolto sopra citate, affrontate in un'ottica di processo continuo, bidirezionale e trasparente, e per questo, fin dal 2012, l'Autorità ne dà tempestiva segnalazione sul proprio sito internet.

¹⁴ Si segnalano, in particolare, i seguenti documenti per la consultazione: 11 aprile 2018, 245/2018/R/eel, circa le specifiche funzionali dei contatori intelligenti di seconda generazione di energia elettrica in bassa tensione; 5 dicembre 2018, 637/2018/R/tlr, sulla trasparenza del servizio di telecalore; 18 dicembre 2018, 691/2018/R/tlr, sulla qualità tecnica del servizio di telecalore; 23 luglio 2019, 322/2019/R/eel, sugli orientamenti complessivi dell'Autorità ai fini del Testo integrato del dispacciamento elettrico – TIDE; 30 luglio 2019, 351/2019/R/rif, in tema di copertura dei costi efficienti di esercizio e di investimento del servizio integrato dei rifiuti per il periodo regolatorio 2018-2021; 30 luglio 2019, 352/2019/R/rif, in tema di inquadramento generale e primi orientamenti sulla trasparenza nel servizio di gestione dei rifiuti urbani e assimilati.

Trasparenza

Gli obiettivi di trasparenza, in aderenza alle prescrizioni del decreto legislativo 14 marzo 2013, n. 33 e successive modifiche e integrazioni, che ha abrogato il Programma triennale per la trasparenza e l'integrità (PTTI) quale strumento di programmazione autonoma, sono individuati nel Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza (PTPCT).

Già nel PTPCT 2019-2021, e da ultimo in quello 2020-2022, alla trasparenza è stata dedicata un'apposita sezione, nella quale è evidenziata l'organizzazione dei flussi informativi interni necessari per garantire l'adempimento degli obblighi di pubblicazione.

Nel corso del 2019 sono proseguiti il miglioramento, l'implementazione e l'aggiornamento della sezione "Autorità trasparente" del sito web istituzionale di ARERA: l'attività di pubblicazione, peraltro già molto significativa nell'esperienza pregressa dell'Autorità, è andata sistematizzandosi, anche per effetto della costante opera di monitoraggio e controllo. All'assolvimento degli obblighi vengono chiamate, come già in passato, tutte le strutture dell'Autorità, con intensità specifiche differenziate a seconda della tipologia di dati e di informazioni oggetto dell'obbligo di pubblicazione da ciascuna detenute.

Da ultimo, si fa presente che nel corso del 2019 sono pervenute all'Autorità una istanza di accesso civico cosiddetto "semplice" e sei istanze di accesso generalizzato, tutte soddisfatte nei termini di legge (una a seguito di richiesta di riesame).

Anticorruzione

Nel corso della 1.052^a riunione dell'Autorità, tenutasi il 12 febbraio 2019, il Collegio ha approvato la delibera 43/2019/A recante il Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza 2019-2021. Il PTPCT è stato redatto tenendo in considerazione le novità normative, le indicazioni fornite dall'ANAC (Autorità nazionale anticorruzione), gli indirizzi contenuti nell'Aggiornamento 2018 al Piano nazionale anticorruzione, nonché le specifiche situazioni di contesto esterno e interno, ivi inclusi il riassetto organizzativo che ha interessato l'Autorità nel corso del 2018, la nomina del nuovo Collegio avvenuta con decreto del Presidente della Repubblica 9 agosto 2018, n. 118 e le successive nomine dei nuovi vertici apicali intervenute nel corso della seconda parte del 2018. L'approvazione del Piano triennale 2019-2021 ha fatto seguito alla usuale procedura di consultazione pubblica avviata nel dicembre 2018.

Nel gennaio 2019, il Responsabile della prevenzione della corruzione e della trasparenza ha compilato e pubblicato la Relazione annuale proposta dall'ANAC per la verifica e il monitoraggio dell'attuazione delle misure di prevenzione della corruzione.

Infine, a integrazione delle informazioni sopra riportate riferite all'anno 2019, si segnala che l'Autorità, con delibera 18 febbraio 2020, 40/2020/A, ha adottato il nuovo Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza 2020-2022.

Quadro strategico 2019-2021

Il processo di formazione del Quadro strategico, la consultazione e le audizioni periodiche

L'art. 8, comma 4, del vigente Regolamento di organizzazione e funzionamento dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (delibera 2 febbraio 2018, 57/2018/A) prevede che quest'ultima stabilisca le priorità e gli obiettivi strategici della propria attività regolatoria e li aggiorni periodicamente. Ai sensi della norma citata, e avendo il precedente Quadro strategico esaurito il suo periodo di efficacia (Quadro strategico 2015-2018, adottato con delibera 15 gennaio 2015, 3/2015/A), l'Autorità, nel mese di aprile 2019, ha avviato il procedimento di adozione del Quadro strategico 2019-2021, ponendo in consultazione il documento 9 aprile 2019, 139/2019/A e disponendone la pubblicazione sul sito internet istituzionale.

Il processo di formazione del Quadro strategico si è articolato nelle seguenti fasi:

- aprile 2019: approvazione e pubblicazione degli orientamenti dell'Autorità in merito alle linee strategiche e alle attività a essa connesse (documento per la consultazione);
- maggio 2019: audizione periodica degli *stakeholder* in merito agli orientamenti espressi nel documento per la consultazione;
- giugno 2019: valutazione delle risposte e delle osservazioni ricevute e finalizzazione del Quadro strategico.

Fin dall'avvio del procedimento, particolare evidenza è stata data alla necessità di affrontare le tematiche regolatorie e di *enforcement* con un approccio convergente tra i vari settori regolati. Ciò ha implicato che la struttura del documento fosse innovativa rispetto al passato, con una maggiore attenzione agli obiettivi strategici e alle linee di intervento considerate trasversali.

Coerentemente con tale esigenza metodologica, al fine di assicurare una gestione intersettoriale fin dallo svolgimento delle attività istruttorie, il processo organizzativo interno di formazione del documento ha comportato l'istituzione di un Gruppo di coordinamento composto dai Direttori delle Divisioni Energia e Ambiente e dal Segretariato generale, con il supporto degli staff e delle rispettive Segreterie tecniche.

Il Gruppo di coordinamento, responsabile della redazione del documento, ha svolto la propria attività in accordo e con il supporto delle Direzioni e degli Uffici speciali, che hanno fornito adeguati contributi tecnici, privilegiando un approccio *bottom-up*. Le Segreterie tecniche delle Divisioni hanno fornito specifico supporto, anche con riferimento a ulteriori necessità, quali:

- l'aggiornamento, fino al termine del 2018 e con modalità semplificate, della rendicontazione delle attività svolte in attuazione del Quadro strategico 2015-2018;
- l'identificazione delle attività strategiche già avviate e in attesa di essere concluse.

Il Collegio ha assicurato la funzione di indirizzo per l'individuazione delle linee strategiche interagendo con il Gruppo di coordinamento attraverso due Commissari incaricati in qualità di relatori del documento.

Si consideri che i primi indirizzi strategici erano già stati in qualche modo anticipati in forma pubblica con la memoria 521/2018/1/com del 18 ottobre 2018, predisposta per l'audizione presso le Commissioni riunite 10^a (Industria, commercio e turismo) e 13^a (Territorio, ambiente e beni ambientali) del Senato della Repubblica, e X (Attività produttive, commercio e turismo) e VIII (Ambiente, territorio e lavori pubblici) della Camera dei deputati.

A seguito della pubblicazione del documento per la consultazione, avvenuta – come già riferito – il 9 aprile 2019, conformemente a quanto previsto dalla delibera 11 dicembre 2014, 603/2014/A, di riforma del Regolamento per le audizioni periodiche e speciali (che ha modificato il previgente Regolamento), l'Autorità ha sottoposto a consultazione i propri orientamenti in merito al Quadro strategico 2019-2021, anche nell'ambito delle audizioni periodiche svoltesi l'8 e il 9 maggio 2019.

Nelle due giornate di consultazioni pubbliche – che costituiscono uno dei passaggi fondamentali in cui si esprime l'*accountability* dell'Autorità – sono intervenuti 57 soggetti tra società, associazioni degli operatori dei settori regolati e associazioni dei consumatori. Le osservazioni e le proposte presentate in audizione, che si sono aggiunte ai contributi pervenuti in forma scritta direttamente all'Autorità, recepite nel documento finale, hanno costituito un importante elemento per l'orientamento dell'azione regolatoria, soprattutto nei settori di recente introduzione come quello dei rifiuti.

Obiettivi strategici e principali linee di intervento

Il processo di consultazione descritto nelle righe precedenti si è concluso con l'adozione del testo finale del Quadro strategico 2019-2021 con la delibera 18 giugno 2019, 242/2019/A.

La visione strategica individuata è stata ispirata dall'esigenza di garantire a tutti i cittadini servizi energetici e ambientali accessibili, anche in termini economici, efficienti ed erogati con livelli di qualità crescente e convergente nelle diverse aree del Paese. Al contempo, gli stessi servizi dovranno essere sostenibili sotto il profilo ambientale, integrati a livello europeo e allineati ai principi dell'economia circolare, e dovranno contribuire alla competitività del sistema nazionale.

Come anticipato nel sottoparagrafo precedente, la novità del Quadro strategico 2019-2021 consiste nell'individuazione, oltre alla trattazione dei singoli settori regolati, di tre temi trasversali a tutti i settori, che vanno dalla tutela di un consumatore consapevole all'innovazione di sistema, fino agli interventi sulla regolazione in un'ottica di semplificazione, trasparenza ed *enforcement*. La struttura e i contenuti del Quadro strategico sono articolati su due livelli, gli obiettivi strategici e le linee di intervento:

- gli obiettivi strategici inquadrano – sia per gli ambiti trasversali a tutti i settori regolati, sia per quelli specifici relativi rispettivamente all'Area Ambiente e all'Area Energia – la strategia complessiva di intervento nello scenario attuale e di medio termine;
- le linee di intervento descrivono sinteticamente le principali misure e azioni che l'Autorità intende condurre per la realizzazione di ciascun obiettivo strategico.

La tavola 2.1 elenca gli obiettivi strategici che l'Autorità si prefigge di raggiungere nell'arco dei tre anni di durata del Quadro strategico 2019-2021.

TAV. 2.1 Obiettivi del Quadro strategico 2019-2021

SIGLA	OBIETTIVO
	TEMI TRASVERSALI
	Il consumatore consapevole
OS.1	Dare voce al consumatore
OS.2	Consapevolezza del consumatore e trasparenza per una migliore valutazione del servizio
OS.3	Rafforzamento dei meccanismi di sostegno per i consumatori vulnerabili
	Approccio regolatorio all'innovazione di sistema
OS.4	Sostenere l'innovazione con sperimentazioni e ricerca
	Valutazione dell'impatto regolatorio e promozione della compliance regolatoria
OS.5	Trasparenza e integrità dell'azione amministrativa – Rafforzamento della <i>accountability</i> regolatoria con il contributo dell'Osservatorio della regolazione
OS.6	Promozione della <i>compliance</i> regolatoria e riduzione dei tempi dei procedimenti sanzionatori
	AREA AMBIENTE
	Miglioramento dell'efficienza e della qualità del servizio
OS.7	Integrazione e aggiornamento di regole uniformi sul territorio nazionale per la gestione dei rapporti tra operatori e utenti nel settore idrico
OS.8	Regole tariffarie chiare e trasparenti per la copertura dei costi efficienti della gestione dei rifiuti
OS.9	Miglioramento della qualità del servizio e contenimento della morosità nel ciclo dei rifiuti
	Sviluppo efficiente delle infrastrutture
OS.10	Programmazione efficace e realizzazione degli investimenti per un servizio idrico di qualità
OS.11	Riconoscimento dei costi efficienti nel servizio idrico integrato
OS.12	Evoluzione efficiente delle infrastrutture di teleriscaldamento
OS.13	Promozione di adeguate infrastrutture per la gestione del ciclo dei rifiuti
	Promozione di un quadro di governance chiaro e affidabile
OS.14	Riordino degli assetti del settore ambientale
OS.15	Rafforzamento del ruolo delle autorità di regolazione indipendenti nel quadro europeo dei settori idrico e dei rifiuti
	AREA ENERGIA
	Mercati efficienti e integrati
OS.16	Sviluppo di mercati dell'energia elettrica e gas sempre più efficienti e integrati a livello europeo
OS.17	Funzionamento efficiente dei mercati <i>retail</i> e nuove forme di tutela dei clienti di piccola dimensione nel contesto liberalizzato
OS.18	Razionalizzazione e semplificazione dei flussi informativi per un corretto funzionamento dei processi di mercato
OS.19	Miglioramento degli strumenti per la gestione del rischio di controparte nei servizi regolati
	Sviluppo selettivo e uso efficiente delle infrastrutture energetiche
OS.20	Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio
OS.21	Promozione della qualità del servizio di rete, inclusa la misura, e della gestione attiva delle reti di distribuzione
	Promozione di un quadro coerente di regole europee e nazionali
OS.22	Promozione di regole europee coerenti con le specificità del sistema nazionale
OS.23	Collaborazione con altre istituzioni sui temi regolatori, di sostenibilità ed economia circolare

Infine, la suddetta delibera di adozione del Quadro strategico, 242/2019/A, prevede di procedere, con cadenza annuale, alla rendicontazione e all'eventuale revisione del Quadro, anche per mezzo delle audizioni periodiche e speciali di cui alla delibera 603/2014/A.



CAPITOLO

3

**REGOLAZIONE
NEL SETTORE
DELL'ENERGIA
ELETTRICA**

SETTORIALE

Unbundling

Regolazione dell'*unbundling*

Separazione funzionale

Con la delibera 8 ottobre 2019, 405/2019/E/com, l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente ha imposto a una serie di imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas l'obbligo di invio delle comunicazioni obbligatorie previste dal TIUF (Testo integrato di *unbundling* funzionale, allegato A alla delibera 22 giugno 2015, 296/2015/R/com) a carico delle imprese soggette agli obblighi di separazione funzionale. In particolare, l'Autorità ha intimato alle imprese elencate nell'allegato al provvedimento di trasmettere i dati e le informazioni, relativi al 2018, previsti dalle raccolte annuali di separazione funzionale cui sono tenute sulla base delle disposizioni del TIUF; nello specifico, si tratta della raccolta relativa agli Adempimenti al TIUF (che permette l'invio delle informazioni necessarie a verificare l'adempimento agli obblighi disciplinati dal TIUF e, ove previsto, la trasmissione del Programma degli adempimenti di cui al comma 14.5 del medesimo Testo integrato) e della raccolta relativa alla Relazione annuale sulle misure adottate, che permette l'invio della Relazione sulle misure adottate di cui all'art. 16. Con la medesima delibera, l'Autorità ha intimato alle imprese di vendita di energia elettrica non ancora adempienti l'obbligo di invio delle informazioni volte a verificare il corretto adempimento, previsto dal TIUF, in materia di *debranding*, di gestione delle informazioni commercialmente sensibili e di separazione delle banche dati tra le attività di vendita ai clienti finali nel mercato libero e quelle di vendita dell'energia elettrica in maggior tutela; la raccolta, con modalità telematica, delle suddette informazioni, a carico delle imprese di vendita di energia elettrica, era stata avviata con la determina del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling (DIEU) dell'Autorità 21 febbraio 2019, 1/2019.

Regolazione delle reti e del sistema elettrico

Servizio di dispacciamento

Innovazioni relative alla regolazione del dispacciamento

È attualmente in corso il procedimento, avviato con la delibera 30 luglio 2015, 393/2015/R/eel, finalizzato alla formazione di provvedimenti per la riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento, che intende pervenire al nuovo Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE) in coerenza con la normativa europea (i regolamenti (UE) 1222/2015, *Capacity Allocation and Congestion Management* – CACM, (UE) 2195/2017, *Electricity Balancing Guideline* – EB GL, il nuovo regolamento elettrico (UE) 943/2019 e la nuova direttiva elettrica 2019/944/UE). Nell'ambito di tale procedimento, il documento per la consultazione 23 luglio 2019, 322/2019/R/eel intende dare una visione il più possibile completa e organica in merito alle evoluzioni attese per il completamento della riforma della regolazione del dispacciamento elettrico, ponendosi due macro-obiettivi:

- l'individuazione delle principali linee di intervento per l'evoluzione del servizio di dispacciamento nel nuovo contesto in rapida e continua evoluzione, anche in vista del raggiungimento degli obiettivi europei al 2030, per effetto della diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, nonché del progressivo venire meno degli impianti programmabili che hanno storicamente reso disponibili le risorse per garantire l'equilibrio tra domanda e offerta di energia elettrica;
- il completamento dell'integrazione dei mercati italiani con quelli degli altri paesi europei, tenendo conto del quadro normativo dell'Unione, con particolare riferimento al *coupling* dei mercati infragiornalieri, caratterizzati dalla negoziazione continua (eventualmente integrata con meccanismi ad asta) e dallo spostamento della *gate closure* all'ora che precede quella cui si riferisce l'oggetto della negoziazione, nonché all'armonizzazione e alla condivisione dei servizi necessari a garantire la sicurezza del sistema (servizi ancillari).

Il documento per la consultazione 322/2019/R/eel non tratta altre tematiche, che sarebbero invece altrettanto rilevanti per gli scopi sopra richiamati, quali la definizione di strumenti finalizzati ad assicurare l'adeguatezza del sistema elettrico nel medio-lungo termine (evoluzione del *Capacity Market*) e la remunerazione degli investimenti necessari per garantire l'equilibrio tra la domanda e l'offerta di energia elettrica, anche tramite azioni di *time shifting*, in un contesto in cui è attesa una forte crescita dell'incidenza degli impianti non programmabili che non producono energia elettrica quando essa è richiesta (strumenti per la remunerazione dei sistemi di accumulo).

Per quanto riguarda la revisione degli aspetti relativi alla partecipazione ai mercati e alla programmazione delle unità abilitate e non abilitate, in vista della piena integrazione del mercato europeo – basato su un modello di rete semplificato e caratterizzato da una *gate closure* dei mercati infragiornalieri all'ora che precede (H-1) quella cui si riferisce l'oggetto della negoziazione –, nel documento per la consultazione 322/2019/R/eel l'Autorità ha proposto di separare le negoziazioni commerciali dalla programmazione fisica delle unità abilitate e non abilitate, ritenendo tale intervento opportuno al fine di preservare la sicurezza del sistema elettrico poiché consente la massima libertà nella partecipazione ai mercati. La partecipazione al mercato del giorno prima (MGP) e al mercato infragiornaliero (MI) potrebbe avvenire per singole unità o per portafogli di unità abilitate e non abilitate (distinguendo le unità di produzione dalle unità di consumo) caratterizzati da un perimetro geografico non eccedente la zona di mercato. La programmazione fisica delle singole unità, invece, non deriverebbe più (come attualmente avviene) dai risultati delle negoziazioni su MGP e MI, ma verrebbe effettuata separatamente tenendo conto delle loro caratteristiche tecniche e con modalità diverse a seconda che l'unità stessa sia o meno abilitata alla partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD). La riconciliazione tra la programmazione delle unità e la posizione commerciale verrebbe effettuata dal Gestore dei mercati energetici (GME) all'ora H-1, per ogni ora e per ogni portafoglio intestato a ciascun operatore di mercato, e il conseguente saldo commerciale potrebbe essere valorizzato al prezzo di sbilanciamento delle unità non abilitate. Nelle more della piena definizione e dell'implementazione di queste innovazioni regolatorie, l'Autorità, con la delibera 30 luglio 2019, 350/2019/R/eel, ha dato istruzioni transitorie a Terna e GME al fine di dare attuazione alle misure strettamente necessarie per l'adesione al mercato infragiornaliero europeo in contrattazione continua (progetto XBID – *Cross Border Intraday*), attesa entro la fine del 2020, e per il relativo coordinamento con l'MSD.

Per quanto riguarda l'evoluzione della regolazione del dispacciamento, il documento per la consultazione riporta gli orientamenti finalizzati a razionalizzare i criteri sulla base dei quali Terna – fermi restando i principi di neutralità, imparzialità ed efficienza e tenendo conto dei risultati dei progetti pilota avviati dalla delibera 5 maggio 2017, 300/2017/R/eel – sarà chiamata a:

- rivedere la definizione dei servizi ancillari necessari a garantire la sicurezza del sistema elettrico e i requisiti minimi prestazionali da rispettare per poterli fornire; tali servizi potrebbero, infatti, essere diversi rispetto a quelli attuali oppure ne potrebbero servire di nuovi;
- determinare il perimetro di riferimento di ogni servizio ancillare, definito come il perimetro all'interno del quale il servizio può essere erogato indistintamente da unità di produzione e/o di consumo (singole o aggregate) senza compromettere la sicurezza del sistema elettrico;
- definire in modo trasparente i fabbisogni per ogni perimetro di riferimento di ogni servizio ancillare;
- garantire la massima partecipazione all'erogazione dei servizi ancillari da parte di tutte le unità (di produzione o di consumo) potenzialmente idonee (ivi incluse le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili, i sistemi di accumulo, la generazione distribuita in generale e le unità di consumo), anche in modo aggregato; allo scopo vengono, tra l'altro, riviste le definizioni di "unità non abilitata" e, soprattutto, di "unità abilitata", ivi inclusi i relativi perimetri e modalità di aggregazione;
- rivedere le modalità con cui vengono approvvigionate e remunerate le risorse per i servizi ancillari nella maniera più efficiente, tenuto conto dei vincoli temporali e logistici che caratterizzano il funzionamento del sistema elettrico.

In relazione alla valorizzazione degli sbilanciamenti, il documento per la consultazione 322/2019/R/eel ribadisce l'intenzione di valorizzarli nel modo più coerente possibile con le dimensioni temporale, spaziale e merceologica che contraddistinguono il valore dell'energia in tempo reale (anche ricorrendo, con la dovuta gradualità, ai prezzi nodali). A questo riguardo, l'Autorità propone di prevedere: una dimensione temporale pari a 15 minuti anche per le unità non abilitate; una dimensione spaziale coerente con la nuova definizione delle unità; la costruzione di prezzi di sbilanciamento basati su prezzi nodali (quest'ultimo aspetto, tuttavia, è ancora carente di proposte definitive, sia perché non sono ancora disponibili prezzi nodali utilizzabili allo scopo, sia perché sono in corso valutazioni europee nell'ambito della definizione di disposizioni attuative del regolamento (UE) 2195/2017, c.d. regolamento *Balancing*).

Inoltre, sono presentati i primi orientamenti in merito all'evoluzione del ruolo delle imprese distributrici in un contesto in cui gli impianti di generazione distribuita non sono più trascurabili, richiedendo una gestione sempre più attiva delle reti di distribuzione: come previsto anche dalla direttiva 2019/944/UE, le imprese distributrici dovranno assumere non solo il ruolo di facilitatore neutrale ai fini dell'approvvigionamento, da parte di Terna, dei servizi ancillari, ma anche quello di acquirente di risorse per i servizi ancillari locali nei contesti in cui si manifesti la necessità (quali, per esempio, contesti caratterizzati dalla presenza di impianti di generazione con criticità nel mantenimento del corretto profilo di tensione o contesti caratterizzati da congestioni causate dalla crescita dei prelievi per alimentare punti di ricarica delle auto elettriche o sistemi di climatizzazione). Al riguardo, si annuncia l'inizio di una fase di sperimentazione che precederà gli orientamenti finali dell'Autorità sul tema.

Infine, il documento per la consultazione 322/2019/R/eel presenta gli orientamenti dell'Autorità per la regolazione semplificata del dispacciamento nei contesti speciali, con particolare riferimento alle isole non interconnesse, estendendo a esse quanto già definito nel caso delle reti italiane di distribuzione interconnesse solo con reti estere (in estrema sintesi, non vengono definiti programmi e tutta la regolazione delle partite economiche avviene *ex post* nell'ambito della disciplina degli sbilanciamenti sulla base di prezzi medi). Tale regolazione semplificata si pone l'obiettivo di evitare le distorsioni derivanti dall'assenza di interconnessioni con le restanti parti della rete nazionale, garantendo l'efficacia e la trasparenza, nonché di implementare soluzioni semplificate che si addicono alle realtà isolate.

Al documento per la consultazione in esame farà seguito una pluralità di azioni finalizzate al completamento della regolazione che sostituirà l'attuale delibera 6 giugno 2006, 111/06, e porterà all'aggiornamento dei correlati capitoli del Codice di rete di Terna.

Progetti pilota avviati ai sensi della delibera 300/2017/R/eel

Nelle more della definizione del nuovo TIDE, proseguono i progetti pilota avviati dalla delibera 5 maggio 2017, 300/2017/R/eel e finalizzati alla raccolta di elementi utili per la riforma del dispacciamento e per rendere disponibili, fin da subito, nuove risorse di dispacciamento, fermo restando il principio della neutralità tecnologica.

I progetti pilota attualmente in corso riguardano:

- la partecipazione volontaria all'MSD delle UVAM (Unità virtuali abilitate miste)¹, che includono unità di produzione non rilevanti (siano esse programmabili o non programmabili), unità di produzione rilevanti non obbligatoriamente abilitate che condividono il punto di connessione con unità di consumo, nonché unità di consumo. Possono rientrare nelle UVAM anche i sistemi di accumulo e i veicoli elettrici, quando prestano servizi alla rete (c.d. *vehicle to grid*). Il regolamento del progetto pilota è stato approvato con la delibera 2 agosto 2018, 422/2018/R/eel, e ha trovato applicazione dal 1° novembre 2018. Le UVAM sono abilitate alla fornitura di risorse (a salire e/o a scendere) per la risoluzione delle congestioni a programma, per la riserva terziaria (sia rotante sia di sostituzione) e per il bilanciamento. I servizi resi dalle UVAM sono remunerati, in alternativa:
 - tramite la normale remunerazione derivante dall'MSD, cioè sulla base di un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dal *Balance Service Provider* – BSP (*pay as bid*) applicato solamente in caso di attivazione delle risorse sull'MSD e limitatamente alle quantità accettate su detto mercato;
 - tramite la fornitura a termine delle risorse in tutte le zone e per periodi non più limitati alle stagioni estive e invernali. In tal caso, i titolari delle UVAM hanno vincoli più stringenti in termini di impegni a offrire (offerte per il bilanciamento a salire per almeno 2 ore consecutive nella fascia tra le ore 14.00 e le ore 20.00 di tutti i giorni dal lunedì al venerdì) e percepiscono due corrispettivi: i) un corrispettivo fisso definito in esito a un'asta al ribasso di tipo *pay as bid* rispetto a un valore massimo variabile da 15.000 €/MW/anno (per 2 ore di disponibilità) a 30.000 €/MW/anno (per 4 ore di disponibilità), erogato su base giornaliera in caso di disponibilità; ii) un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dal titolare dell'UVAM nell'MSD (con uno *strike price* di 400 €/MWh) riconosciuto solamente in caso di attivazione delle risorse sull'MSD e limitatamente alle quantità accettate;
- la partecipazione volontaria all'MSD delle unità di produzione rilevanti a oggi non abilitate e non già incluse nelle UVAM (UPR); il regolamento di questo progetto pilota è stato approvato con la delibera 12 luglio 2018, 383/2018/R/eel e avviato a partire dal 1° settembre 2018;
- la fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza per il tramite di sistemi di accumulo integrati a unità di produzione rilevanti; il regolamento di tale progetto è stato approvato con la delibera 26 luglio 2018, 402/2018/R/eel.

¹ Le UVAM possono essere di due tipi, ciascuno caratterizzato, alternativamente:

- dalla presenza di unità di produzione non rilevanti, di unità di produzione rilevanti non già obbligatoriamente abilitate che condividono il punto di connessione alla rete con una o più unità di consumo, purché la potenza immessa al punto di connessione non sia superiore a 10 MVA, e di unità di consumo (UVAM-A);
- dalla presenza di unità di produzione rilevanti non già obbligatoriamente abilitate aventi potenza immessa al punto di connessione superiore a 10 MVA e unità di consumo che condividono il medesimo punto di connessione alla rete (UVAM-B).

Inoltre, l'Autorità ha richiesto a Terna di predisporre due ulteriori progetti pilota finalizzati a valutare la possibilità di ampliare le risorse in grado di fornire il servizio di regolazione di tensione. Tali progetti pilota riguardano:

- la possibilità e le modalità con cui gli impianti per i quali non trova applicazione il regolamento (UE) 631/2016 (c.d. regolamento RfG – *Requirements for Generators*), selezionati tramite procedure concorsuali, si rendono disponibili a fornire risorse per la regolazione di tensione, previo opportuno adeguamento impiantistico, secondo l'effettiva necessità e le quantità, nelle diverse aree della rete elettrica;
- la possibilità e le modalità per l'ottenimento, tramite procedure concorsuali, di ulteriori risorse per la regolazione della tensione rese disponibili dalla generazione distribuita per il tramite delle imprese distributrici, secondo l'effettiva necessità e le quantità, nelle diverse aree della rete elettrica.

Innovazioni relative allo scambio di dati tra Terna, le imprese di distribuzione di energia elettrica e i significant grid user

Con la delibera 11 febbraio 2020, 36/2020/R/eel, l'Autorità ha, tra l'altro, verificato positivamente le proposte di modifica di Terna dell'allegato A.6 (ora denominato "Criteri di acquisizione dati per il telecontrollo"), dell'allegato A.7 (ora denominato "Sistemi di monitoraggio delle perturbazioni delle reti elettriche a tensione uguale o superiore a 50 kV"), dell'allegato A.13 (ora denominato "Criteri di connessione al sistema di controllo di Terna") e dell'allegato A.65 (ora denominato "Dati tecnici strutturali") al Codice di rete.

Tali modifiche sono finalizzate a definire l'applicabilità, la portata e le modalità dello scambio di dati (c.d. osservabilità) tra Terna, le imprese di distribuzione di energia elettrica (*Distribution System Operator* – DSO) e i *Significant Grid User* (SGU, cioè gli utenti considerati significativi ai fini della sicurezza del sistema elettrico), ai sensi del regolamento SO GL (*System Operation Guideline*)² e tenendo conto dell'esperienza maturata nell'ambito della sperimentazione avviata con la delibera 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel. La disponibilità di alcuni dati ulteriori rispetto a quelli già attualmente disponibili (quali le misure in tempo reale della produzione da impianti di generazione distribuita di più elevata taglia) potrà arrecare benefici in termini di sicurezza del sistema elettrico nazionale e di riduzione dei costi di approvvigionamento delle risorse per l'erogazione dei servizi di dispacciamento, nonché di evoluzione delle logiche di gestione delle reti di distribuzione; pertanto, tali dati sono necessari sia per Terna sia per i DSO.

Le richiamate modifiche al Codice di rete, come previsto dal regolamento SO GL, sono state proposte da Terna in coordinamento con i DSO e gli SGU, per quanto riguarda l'applicabilità e la portata dello scambio dei dati, e sono state concordate con i DSO in relazione alle modalità procedurali dello scambio. In sintesi, le modifiche approvate dall'Autorità prevedono:

- che i dati di misura in tempo reale, non validati, debbano essere resi disponibili da:
 - tutti gli impianti di produzione connessi alla rete elettrica in media tensione e con potenza di almeno 1 MW (c.d. perimetro "standard"); più nel dettaglio, in relazione a tali impianti, vengono raccolti i dati relativi all'energia elettrica attiva e reattiva prodotta a livello di impianto nonché i dati relativi all'energia elettrica attiva prodotta a livello di singolo gruppo di generazione, qualora di potenza superiore a 50 kW per i sistemi di accumulo, a 170 kW per impianti di produzione con inverter e a 250 kW per generatori rotanti;

² Si tratta del regolamento (UE) 1485/2017 della Commissione del 2 agosto 2017, che, agli artt. da 40 a 53, definisce le disposizioni concernenti lo scambio dei dati tra TSO (*Transmission System Operator*), DSO e SGU ai fini della gestione in sicurezza del sistema di trasmissione dell'energia elettrica.

- un campione di impianti di produzione connessi alla rete di media o bassa tensione e di potenza inferiore a 1 MW, rappresentativi dell'intera generazione distribuita di analoga potenza, che sarà opportunamente scelto in una seconda fase in base a criteri geografico-dimensionali (c.d. perimetro "esteso");
- che i dati di cui sopra, in generale e fatte salve diverse disposizioni nel caso di gruppi di generazione esistenti (ma non anche nel caso dei dati di produzione afferenti a impianti esistenti), abbiano un intervallo di campionamento pari a 4 s nel caso di impianti di produzione connessi alle reti di media tensione e a 20 s nel caso di impianti di produzione connessi alle reti di bassa tensione;
- che i dati in tempo reale debbano essere inviati a Terna primariamente per il tramite del DSO che gestisce la rete cui sono connessi i medesimi impianti di produzione (con protocolli standard internazionali, come quello IEC 61850), fermo restando il rispetto dei parametri prestazionali previsti da Terna; l'invio diretto a Terna dei predetti dati (con protocollo IEC 104 per quanto attiene agli impianti connessi in media tensione e, presumibilmente a seguito di opportuni approfondimenti, tramite lo *smart meter* 2G con riferimento agli impianti connessi in bassa tensione) deve rappresentare una soluzione di ultima istanza a seguito di esplicita e motivata rinuncia da parte del DSO competente, ivi inclusa la motivata impossibilità di avvalersi di un DSO terzo;
- l'invio dei dati strutturali da parte di tutti gli impianti di produzione, da parte di tutti i sistemi HVDC (*High Voltage Direct Current*) e da parte degli impianti di consumo connessi alla rete di trasmissione nazionale e di quelli connessi alle reti di distribuzione che erogano il servizio di interrompibilità del carico.

Infine, Terna, nella propria proposta sull'argomento, ha definito i principi generali con cui verranno utilizzati i dati raccolti in tempo reale ai fini di migliorare l'osservabilità del sistema elettrico; in particolare, l'operatore prevede di sviluppare un algoritmo centrale di stima della produzione in tempo reale per ciascuna fonte alimentato in ingresso dai dati relativi al perimetro standard e al perimetro esteso, dai dati storici dell'energia elettrica prodotta e dai dati meteorologici.

La delibera 36/2020/R/eel rappresenta il primo passo all'interno del più ampio procedimento, avviato dall'Autorità con la delibera 5 dicembre 2018, 628/2018/R/eel, finalizzato alla regolazione su base nazionale dello scambio di dati tra Terna, i DSO e gli impianti di generazione distribuita, al fine di monitorarne la produzione e conseguentemente consentire a Terna la gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Alla delibera 36/2020/R/eel faranno seguito uno o più documenti per la consultazione e la conseguente delibera in merito:

- all'individuazione, anche per il tramite di gruppi di lavoro presso il Comitato elettrotecnico italiano, delle soluzioni tecnologiche più opportune ai fini dell'acquisizione, della raccolta e del trasferimento dei dati;
- alla definizione della responsabilità dello sviluppo e della manutenzione delle soluzioni di cui al punto precedente;
- alle tempistiche di implementazione dello scambio dei dati, nonché alle tempistiche per l'eventuale adeguamento degli SGU esistenti e alle relative modalità di copertura dei costi.

Innovazioni relative alla regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica destinata agli stati interclusi nel territorio italiano

Con la delibera 26 novembre 2019, 491/2019/R/eel, l'Autorità ha chiuso l'istruttoria conoscitiva, avviata con la delibera 19 febbraio 2019, 58/2019/R/eel, finalizzata all'acquisizione di informazioni e dati utili in merito alle modalità con cui sono gestite le partite economiche relative all'energia elettrica destinata agli stati interclusi nel territorio italiano (Repubblica di San Marino e Stato Città del Vaticano); sono attualmente in corso gli atti conseguenti alle evidenze riscontrate nell'ambito di tale istruttoria.

Alla citata delibera ha fatto seguito il documento per la consultazione 26 novembre 2019, 492/2019/R/eel, finalizzato alla revisione del quadro regolatorio relativo all'approvvigionamento e alla cessione dell'energia elettrica agli stati interclusi nel territorio italiano e comprendente anche l'eventuale applicazione dei corrispettivi di dispacciamento (o parte di essi) e delle tariffe a copertura dei costi di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica. Inoltre, il documento valuta anche la possibile estensione della richiamata revisione del quadro regolatorio ad altre situazioni che presentano caratteristiche simili a quelle afferenti agli stati interclusi, come le altre interconnessioni per le quali non si applica il controllo degli scambi programmati³, dando seguito e/o rivedendo quanto già riportato nel documento per la consultazione 30 luglio 2015, 394/2015/R/eel, cui ha fatto seguito la delibera 20 novembre 2015, 549/2015/R/eel. Più nel dettaglio, l'Autorità ha proposto di:

- valorizzare gli sbilanciamenti effettivi afferenti ai punti di dispacciamento di importazione e di esportazione al prezzo di sbilanciamento previsto per le unità non abilitate, al fine di attribuire correttamente gli oneri di sbilanciamento ai soggetti che hanno contribuito a determinarli;
- modificare l'approccio operativo tuttora in corso in merito alla programmazione delle unità di consumo virtuali correlate ai punti di dispacciamento di esportazione verso gli stati interclusi, allo scopo di renderlo più efficiente, prevedendo, in particolare, che per ogni punto di dispacciamento di esportazione il corrispondente utente del dispacciamento presenti un programma di prelievo in funzione della previsione dei prelievi di energia elettrica destinati allo stato estero e che la parte rimanente dell'energia elettrica afferente alla capacità di importazione sulla frontiera elettrica nazionale destinata ai clienti dei medesimi stati interclusi sia regolata come sbilanciamento a programma e valorizzata al prezzo unico nazionale (PUN);
- applicare, nel solo caso delle interconnessioni Italia-Repubblica di San Marino, Italia-Stato Città del Vaticano, Italia-Malta e Italia-Francia tramite il collegamento SARCO, una parte del corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento (c.d. *uplift*), al fine di tenere conto dei costi sostenuti da Terna per garantire i margini di riserva e le risorse di bilanciamento a beneficio dello stato estero;
- applicare i medesimi corrispettivi di trasmissione e di distribuzione previsti dal TIT (Testo integrato del trasporto) per i punti di interconnessione (già applicati nel caso delle interconnessioni con gli stati interclusi nel territorio italiano) anche nel caso delle interconnessioni Italia-Malta e Italia-Francia tramite il collegamento SARCO, in quanto anche queste ultime interconnessioni, come quelle relative agli Stati interclusi, vengono

3 Le linee attualmente in esercizio per le quali non è attuato il controllo degli scambi programmati sono:

- interconnessione Italia-Malta, e in particolare:
 - collegamento (AC) tra la Sicilia e la stazione elettrica di Maghtab sita in territorio maltese;
- interconnessioni Italia-Francia, e in particolare:
 - collegamento SARCO (AC) tra la Sardegna e la Corsica;
 - collegamento SACOI (DC) tra la Sardegna, la Corsica (con spillamento nella stazione elettrica di Lucciana) e il continente;
 - linea extra-maglia non facente parte della Rete di trasmissione nazionale (RTN) funzionale al collegamento in antenna di un impianto di generazione posto in territorio francese;
- interconnessione Italia-Repubblica di San Marino;
- interconnessione Italia-Stato Città del Vaticano;
- interconnessioni Italia-Slovenia, in particolare le due linee extra-maglia (AC, media tensione) Vertoiba-Gorizia e Sezana-Opicina, non facenti parte della RTN, funzionali alla fornitura di energia elettrica ad alcune località poste sul territorio italiano.

essenzialmente utilizzate in esportazione e il sistema di esportante sostiene i costi di trasporto a beneficio dello stato estero.

Concessioni di grandi derivazioni idroelettriche

Il decreto legge 14 dicembre 2018, n. 135, recante "Disposizioni urgenti in materia di sostegno e semplificazione per le imprese e per la pubblica amministrazione", come convertito, con modificazioni, dalla legge 11 febbraio 2019, n. 12, interviene, tra l'altro, modificando il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, sulla disciplina dell'assegnazione delle concessioni di grandi derivazioni di acqua per uso idroelettrico⁴. In particolare, il nuovo dettato normativo dispone la regionalizzazione della proprietà delle opere idroelettriche, in stato di regolare funzionamento, alla scadenza delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche e nei casi di decadenza o rinuncia. Al riguardo, le Regioni sono tenute a disciplinare con propria legge le modalità e le procedure delle assegnazioni, che devono avere luogo entro i due anni successivi all'entrata in vigore della norma.

Per quanto qui rileva, l'art. 12, comma 1-*quinquies*, dell'innovato decreto legislativo n. 79/1999 prevede che l'Autorità rilasci il proprio parere alle Regioni sui disegni di legge in merito alla definizione dei canoni da applicare ai concessionari di grandi derivazioni idroelettriche.

Al fine di facilitare l'attività delle Regioni, riducendo i tempi per il completamento del relativo iter legislativo, e di accelerare l'attività dell'Autorità nel rilascio dei singoli pareri, con la delibera 26 novembre 2019, 490/2019/II eel, l'Autorità ha reso disponibili alle Regioni alcune linee guida non vincolanti che forniscono delle indicazioni prodromiche al successivo rilascio del parere.

Nell'ambito di tali linee guida (e non anche dei singoli pareri che verranno successivamente espressi), sebbene non sia esplicitamente richiesto dalla richiamata disposizione normativa, sono riportate alcune considerazioni in merito all'attuazione facoltativa, da parte delle Regioni, della disposizione di cui all'ultimo periodo del citato art. 12, comma 1-*quinquies*⁵, in quanto le scelte che verranno effettuate dalle Regioni potranno avere impatti sul sistema elettrico e sul rapporto tra i diversi soggetti facenti parte della filiera.

Modifiche alla disciplina del mercato elettrico, al regolamento e alle disposizioni tecniche di funzionamento della Piattaforma conti energia e aggiornamento della Convenzione tra il Gestore dei mercati energetici e Terna

Nel mese di luglio 2019, l'Autorità ha espresso al Ministro dello sviluppo economico il proprio parere in merito alle proposte di modifica al Testo integrato della disciplina del mercato elettrico e alla disciplina del mercato del gas naturale, avanzate dal Gestore dei mercati energetici (GME) in materia di gestione integrata delle garanzie nei mercati a pronti dell'energia elettrica e del gas naturale (parere 16 luglio 2019, 309/2019/II/com).

⁴ Per grandi derivazioni di acqua per uso idroelettrico si intendono gli impianti idroelettrici aventi una potenza nominale media pari ad almeno 3 MW.

⁵ L'ultimo periodo dell'art. 12, comma 1-*quinquies* dell'innovato decreto legislativo n. 79/1999 prevede che nelle concessioni di grandi derivazioni a scopo idroelettrico le Regioni possano disporre con legge l'obbligo per i concessionari di fornire annualmente e gratuitamente alle stesse Regioni 220 kWh per ogni kW di potenza nominale media di concessione.

Le suddette proposte sono state elaborate allo scopo di introdurre, nel mercato del giorno prima, nel mercato infragiornaliero dell'energia elettrica e nel mercato del gas a pronti, un'unica garanzia a copertura dell'esposizione netta maturata dal singolo operatore sui mercati medesimi. Inoltre, nell'ambito dell'avvio della gestione integrata delle garanzie, il GME ha proposto la riduzione dei modelli di fideiussione da utilizzare sui mercati elettrici e del gas che esso gestisce, al fine di semplificarne l'operatività.

Ritenendo la gestione integrata delle garanzie dei mercati gestiti dal GME una positiva innovazione, in grado di contenere i costi di accesso ai mercati a carico degli operatori energetici e di accentuare la liquidità dei mercati stessi, l'Autorità ha espresso parere favorevole alle proposte avanzate.

Con la delibera 15 ottobre 2019, 411/2019/R/eel, l'Autorità ha, quindi, approvato le proposte di modifica al regolamento della Piattaforma dei conti energia a termine (PCE) e alle relative Disposizioni tecniche di funzionamento (DTF) formulate dal GME al fine di adeguarne il contenuto alle novità introdotte nel mercato elettrico e nel mercato del gas naturale in tema di gestione integrata delle garanzie.

Con la delibera 19 novembre 2019, 477/2019/R/eel, inoltre, è stato verificato positivamente lo schema di convenzione tra il GME e Terna, trasmesso all'Autorità nella versione che tiene conto delle sopra descritte modifiche della disciplina del mercato elettrico e del regolamento della Piattaforma conti energia.

Nel novembre 2019, infine, l'Autorità ha reso al Ministro dello sviluppo economico un parere sulla proposta del GME di abrogare le disposizioni della disciplina del mercato elettrico regolanti il funzionamento della piattaforma Consegna derivati energia (CDE). Detta piattaforma, attiva dal 26 novembre 2009, è nata dalla collaborazione tra il GME, Borsa Italiana e Cassa di compensazione e garanzia, con l'obiettivo di consentire la consegna fisica dei contratti finanziari di Borsa Italiana conclusi sul mercato degli strumenti finanziari derivati sull'energia elettrica (IDEX – *Italian Derivatives Energy Exchange*).

In considerazione del mancato ricorso all'istituto della consegna fisica, Borsa Italiana, previo svolgimento di un apposito procedimento consultivo presso i propri operatori, ha comunicato al GME di voler rimuovere tale opzione di consegna dai contratti conclusi sull'IDEX. Ciò, tra l'altro, ha reso necessario un adeguamento della disciplina del mercato elettrico mirato ad abrogare le disposizioni attinenti al funzionamento della piattaforma CDE; su tale aggiornamento l'Autorità si è espressa favorevolmente con il parere 26 novembre 2019, 496/2019/II/com. A quest'ultimo atto è seguita la delibera 17 dicembre 2019, 550/2019/R/eel, con la quale l'Autorità ha approvato le proposte di modifica al regolamento della Piattaforma conti energia avanzate dal GME come conseguenza dell'interruzione dell'operatività della piattaforma CDE.

Servizio di trasporto e distribuzione

Applicazione del Testo integrato dei sistemi di distribuzione chiusi (TISDC) nel caso delle reti elettriche portuali e aeroportuali

Nel corso del 2019 la regolazione in materia di sistemi di distribuzione chiusi (SDC) ha subito alcune modifiche tese a esplicitare in maniera chiara che anche le reti elettriche di distribuzione di energia elettrica insite nei porti e

negli aeroporti rientrano nell'ambito dei sistemi di distribuzione chiusi e quindi i relativi gestori sono soggetti alla regolazione prevista dall'allegato A alla delibera 12 novembre 2015, 539/2015/R/eel (Testo integrato dei sistemi di distribuzione chiusi – TISDC).

In particolare, con la delibera 19 dicembre 2019, 558/2019/R/eel, l'Autorità:

- ha ribadito la sussistenza dei propri poteri di regolazione ed *enforcement* in merito alle reti elettriche portuali e aeroportuali;
- ha confermato che le predette reti rientrano tra gli altri sistemi di distribuzione chiusi – ASDC (qualora dovessero rispondere a tutti i requisiti previsti per i medesimi ASDC);
- ha proceduto a superare la differenziazione operata nel TISDC tra reti pubbliche⁶ e sistemi di distribuzione chiusi (SDC), fonte di fraintendimenti, operando una distinzione, invece, tra reti con obbligo di connessione di tutti i terzi (reti di trasmissione e di distribuzione di energia elettrica esercite sulla base delle concessioni rilasciate ai sensi del decreto legislativo n. 79/1999 ovvero dell'art. 1-ter del DPR 26 marzo 1977, n. 235) e reti con obbligo di connessione dei soli terzi connettabili (SDC).

Inoltre, con la medesima delibera 558/2019/R/eel, l'Autorità, al fine di concedere ai gestori interessati un congruo periodo per effettuare tutte le attività propedeutiche previste dal TISDC, ha posticipato dal 1° gennaio 2020 al 1° gennaio 2021 l'applicazione delle modalità di erogazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita previste dal Testo integrato, nel solo caso, però, delle reti portuali e aeroportuali inserite nel Registro degli ASDC successivamente al 31 dicembre 2019.

Infine, sempre con la delibera in commento, l'Autorità ha aggiornato il Registro degli ASDC che, a oggi, ricomprende 25 ASDC.

Erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento dell'energia elettrica prelevata per alimentare i sistemi di accumulo e i servizi ausiliari di generazione

Le condizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione, di distribuzione e di dispacciamento dell'energia elettrica prelevata per alimentare i sistemi di accumulo e i servizi ausiliari di generazione sono definite dal Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, cosiddetto Testo integrato del trasporto (TIT, allegato A alla delibera 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel, per il semiperiodo di regolazione 2016-2019, e allegato A alla delibera 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel, per il semiperiodo di regolazione 2020-2023), dall'allegato A alla delibera 9 giugno 2006, 111/06 e – limitatamente ai sistemi di accumulo – dalla delibera 20 novembre 2014, 574/2014/R/eel. La predetta regolazione ha la finalità di:

- garantire che le tariffe di trasmissione e di distribuzione (ivi incluse le componenti a copertura degli oneri

⁶ L'Autorità, nell'inquadrare, per finalità regolatorie, le diverse tipologie di reti tra reti pubbliche e SDC, nella versione del TISDC approvata con la delibera 539/2015/R/eel:

- ha ricompreso tra le reti elettriche pubbliche le reti elettriche utilizzate da Terna per l'erogazione del servizio di trasmissione e le sole reti di distribuzione di energia elettrica gestite dalle imprese distributrici concessionarie, cioè da soggetti titolari di una concessione di distribuzione rilasciata ai sensi dell'art. 9 del decreto legislativo n. 79/1999; ciò con l'intento di ricomprendere in tale categoria tutte, e soltanto, le reti i cui gestori sono gravati dall'obbligo di connettere alla propria rete i soggetti che ne facciano richiesta (c.d. reti con obbligo di connessione di terzi);
- ha inteso ricomprendere tra le reti elettriche private quelle reti elettriche gestite da soggetti che non sono titolari di una concessione (di trasmissione o di distribuzione) rilasciata ai sensi del decreto legislativo n. 79/1999 e che quindi non hanno l'obbligo di connettere tutti i terzi; la finalità di tale categoria, e della regolazione a essa correlata, è di assicurare l'applicazione, anche nelle reti senza obbligo di connessione di terzi (quindi configurazioni impiantistiche chiuse e diverse da quelle previste dal decreto legislativo n. 79/1999), dei generali principi di derivazione comunitaria in tema di distribuzione, come l'obbligo di accesso di terzi (c.d. *third party access* – TPA), in forza del quale ogni soggetto connesso a una rete può scegliere sul mercato libero il proprio venditore.

generali di sistema) siano applicate solo all'energia elettrica prelevata per il consumo finale e non anche all'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione (quale l'energia prelevata e successivamente reimmessa in rete dai sistemi di accumulo ovvero prelevata per alimentare i servizi ausiliari di generazione), evitando che tali componenti tariffarie comportino effetti distorsivi sui mercati e vengano poi comunque allocate, indirettamente e con maggiorazioni, ai clienti finali elettrici;

- con esclusivo riferimento al caso dei sistemi di accumulo, evitare distorsioni derivanti dal fatto che il prezzo all'ingrosso che si applica all'energia elettrica prelevata (prezzo unico nazionale – PUN) è diverso dal prezzo all'ingrosso che si applica all'energia elettrica immessa (prezzo zonale orario).

La predetta regolazione, a oggi, trova completa attuazione solo nei casi in cui l'energia elettrica prelevata sia destinata esclusivamente ad alimentare i sistemi di accumulo e/o i servizi ausiliari di generazione, con soluzioni regolatorie diverse tra il servizio di trasporto e il servizio di dispacciamento.

L'Autorità, con il documento per la consultazione 30 luglio 2019, 345/2019/R/eel, ha definito i propri orientamenti al fine di:

- uniformare la regolazione dei servizi di trasmissione, di distribuzione e di dispacciamento dell'energia elettrica prelevata e successivamente reimmessa in rete dai sistemi di accumulo, nonché dell'energia elettrica prelevata dai servizi ausiliari di generazione nel caso di punti di connessione tramite i quali i prelievi sono esclusivamente destinati ad alimentare sistemi di accumulo o servizi ausiliari di generazione, siano questi ultimi associati o meno a un impianto di produzione connesso alla rete per il tramite del medesimo punto di connessione;
- estendere la regolazione uniformata anche ai casi – più complessi – in cui i prelievi di energia elettrica per il tramite del medesimo punto di connessione non sono destinati solo ai sistemi di accumulo o ai servizi ausiliari di generazione, ma anche a entrambe le fattispecie, ovvero a ulteriori carichi distinti da essi (casi a oggi non integralmente trattati dalla regolazione vigente).

Per il raggiungimento delle predette finalità, il documento per la consultazione 345/2019/R/eel definisce, a seconda delle diverse configurazioni impiantistiche in cui i servizi ausiliari di generazione e/o i sistemi di accumulo possono essere installati, le modalità per individuare la quantità di energia elettrica prelevata dalla rete e destinata ad alimentare i sistemi di accumulo ai fini della sua successiva reimmisione in rete.

Il documento individua due diverse soluzioni regolatorie. La prima soluzione prevede che tutta l'energia elettrica prelevata dalla rete, e destinata ad alimentare i sistemi di accumulo ai fini della successiva reimmisione in rete e/o i servizi ausiliari di generazione, debba essere associata al punto di immissione (anziché al punto di prelievo) e debba, quindi, essere trattata come energia elettrica immessa negativa in tutte le fasi della regolazione (cioè nella fase di programmazione, di negoziazione e di applicazione delle componenti tariffarie). Non viene, quindi, individuata nessuna unità di consumo relativa ai consumi dei servizi ausiliari di generazione e ai sistemi di accumulo. La seconda soluzione prevede – nei soli casi di configurazione impiantistica complessa caratterizzata dalla contestuale presenza di una o più unità di produzione "tradizionali" e uno o più sistemi di accumulo che condividono il proprio punto di connessione con "vere" unità di consumo – che, in fase di acconto, trovi applicazione la regolazione attualmente vigente e che, a conguaglio, il GSE restituisca al produttore la parte variabile delle tariffe di trasporto e degli oneri generali di sistema, i corrispettivi di dispacciamento e gli eventuali corrispettivi sull'energia elettrica reattiva, nonché il differenziale fra il prezzo unico nazionale (PUN) e il prezzo zonale orario. L'applicazione di questa seconda ipotesi permetterebbe di ricondurre *ex post* le partite economiche alla situazione che si otterrebbe con le modifiche regolatorie previste dalla prima soluzione.

Adeguatezza della capacità e sicurezza del sistema

Attività per l'avvio del Mercato della capacità

Il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, ha previsto l'istituzione di un nuovo sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di generazione di energia elettrica (Mercato della capacità – *Capacity Market*), finalizzato al raggiungimento e al mantenimento dell'adeguatezza della capacità produttiva. L'adeguatezza di un sistema elettrico consiste nella sua capacità strutturale di soddisfare il fabbisogno di energia elettrica nel rispetto di prefissati livelli di sicurezza e di qualità. Affinché un sistema elettrico sia ritenuto adeguato è, dunque, necessario che sia dotato di risorse di produzione e di trasmissione sufficienti a soddisfare la domanda attesa con un prefissato margine di riserva di potenza.

Il citato decreto ha stabilito, da un lato, che l'Autorità definisca i criteri e le condizioni in base ai quali Terna elabori una proposta di disciplina del Mercato della capacità e, dall'altro lato, che tale proposta sia approvata dal Ministro dello sviluppo economico con proprio decreto, sentita l'Autorità. Per una più dettagliata descrizione del quadro normativo di riferimento del Mercato della capacità, si rinvia al Capitolo 2, Volume 2, delle *Relazioni Annuali* 2015 e 2016.

Nel 2019, come negli anni precedenti, l'avvio del Mercato della capacità ha reso necessario gestire in parallelo le interlocuzioni con la Commissione europea, ai fini della verifica di compatibilità della misura con la disciplina comunitaria sugli aiuti di Stato, e il processo di completamento del sistema di regole per lo svolgimento delle procedure concorsuali del Mercato stesso.

Sul fronte europeo, dopo l'approvazione del Mercato della capacità italiano da parte della Commissione europea con la decisione C(2018) 617 del 7 febbraio 2018 (per maggiori dettagli circa il processo di notifica conclusosi con detta decisione, si rinvia al Capitolo 2, Volume 2, della *Relazione Annuale* 2017 e al Capitolo 3, Volume 2, delle *Relazioni Annuali* 2018 e 2019), è emersa l'esigenza di una seconda notifica della misura alla Commissione, per rappresentare l'intenzione dello Stato italiano di apportare alcune modifiche al meccanismo, verificandone preventivamente la compatibilità con le norme comunitarie sugli aiuti di Stato.

In data 8 gennaio 2019, ai sensi del regolamento (UE) 1999/2018, lo Stato italiano ha trasmesso alla Commissione europea la proposta di Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC), elaborata dal Ministero dello sviluppo economico di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti. La proposta di PNIEC ha previsto:

- l'avvio del Mercato della capacità nell'anno 2019, per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico e contestualmente promuovere investimenti nel lungo periodo coerenti con il processo di decarbonizzazione del settore;
- l'integrazione della disciplina del Mercato della capacità, con l'applicazione di limiti emissivi volti a promuovere la capacità a minor impatto ambientale ed escludere dalla remunerazione gli impianti maggiormente inquinanti, alimentati prevalentemente a carbone.

Dal mese di marzo 2019, coerentemente con la proposta di PNIEC, l'Italia ha notificato alla Commissione le modifiche al Mercato della capacità relative ai requisiti ambientali rilevanti per prendere parte alle procedure

concorsuali e l'intenzione di consentire alla capacità nuova non autorizzata la partecipazione esplicita alle aste, condizionando quest'ultima facoltà al fatto che, al momento della qualifica, risulti almeno avviato l'iter per l'ottenimento dei titoli autorizzativi alla realizzazione e all'esercizio della capacità stessa.

La riforma del Mercato della capacità appena descritta, finalizzata a contemperare gli obiettivi ambientali con l'esigenza di ampliare la partecipazione e di minimizzare i rischi di inadeguatezza del sistema, è stata approvata dalla Commissione europea in data 14 giugno 2019.

Per quanto attiene al fronte nazionale, nel corso dell'anno 2019 sono stati adottati gli ultimi atti amministrativi necessari a consentire lo svolgimento delle aste di capacità entro termini coerenti con quanto indicato nella proposta di PNIEC. I menzionati atti sono descritti nel prosieguo, mentre si rinvia al Capitolo 2, Volume 2, della *Relazione Annuale 2017* e al Capitolo 3, Volume 2, delle *Relazioni Annuali 2018* e 2019 per una rassegna sul processo di revisione delle norme del Mercato della capacità negli anni antecedenti al 2019.

Decreto ministeriale di approvazione della disciplina del Mercato della capacità e disposizioni tecniche di funzionamento

Nel corso del mese di giugno 2019, Terna ha trasmesso al Ministro dello sviluppo economico la proposta di disciplina riguardante la fase di prima e piena attuazione del Mercato della capacità, elaborata sulla base dei criteri e delle condizioni di cui alla delibera 21 luglio 2011, ARG/elt 98/11, come successivamente modificata e integrata. Con il decreto 28 giugno 2019, previo parere favorevole dell'Autorità (parere 27 giugno 2019, 281/2019/R/eel), il Ministro ha approvato la proposta di disciplina del Mercato della capacità, prevedendo la sua entrata in funzione con le procedure concorsuali da tenersi entro il 2019 e riferite agli anni di consegna 2022 e 2023.

La disciplina del Mercato della capacità approvata con il decreto appena menzionato stabilisce che, previa consultazione, Terna sottoponga al Ministero dello sviluppo economico e all'Autorità, per approvazione, le Disposizioni tecniche di funzionamento del Mercato della capacità (DTF). Le DTF definiscono, sui profili di seguito elencati, i criteri, le metodologie e i conseguenti valori da applicare con riferimento agli anni di consegna 2022 e 2023:

- gli aspetti di dettaglio riguardanti il corrispettivo variabile (pari all'eventuale differenza positiva tra il prezzo di riferimento e il prezzo di esercizio), gli inadempimenti, il processo di nomina e il percentile – citato nella disciplina del Mercato della capacità – delle offerte accettate in vendita sul mercato per il servizio di dispacciamento;
- la suddivisione in aree, incluse le aree virtuali estere, i limiti di transito tra le aree e le curve di domanda di ciascuna area;
- le informazioni sulle ore di picco settimanale e sulle ore di picco del sistema elettrico;
- l'intervallo indicativo dei tassi di *derating* applicati alle unità di produzione nuove e alle unità di produzione eoliche, solari e idroelettriche fluenti;
- l'intervallo indicativo del tasso medio di indisponibilità standard utilizzato per il calcolo della capacità disponibile in probabilità (CDP) di unità di produzione non appartenenti a nessuna delle tipologie esplicitamente previste dalla disciplina;
- il fattore di *extra-derating* per le unità di consumo del Mercato della capacità;
- le informazioni sul fattore di carico;
- i parametri relativi al calcolo dei livelli standard efficienti di indisponibilità.

Le DTF contengono, altresì, lo studio che illustra le simulazioni su cui è fondata la costruzione delle curve di domanda per ciascun'area e che, ai sensi della delibera ARG/elt 98/11, Terna è tenuta a trasmettere all'Autorità per la verifica di conformità.

In data 20 agosto 2019, previa consultazione, Terna ha trasmesso le DTF al Ministero dello sviluppo economico e all'Autorità. Quest'ultima si è espressa nel merito con la delibera 3 settembre 2019, 364/2019/R/eel, verificandone positivamente la conformità ai criteri e alle condizioni di cui alla delibera ARG/elt 98/11.

Regolamento per la partecipazione delle unità di consumo del Mercato della capacità al mercato per il servizio di dispacciamento

Con la delibera 30 luglio 2019, 343/2019/R/eel, l'Autorità ha approvato lo schema di regolamento proposto da Terna, a seguito di una specifica consultazione, in merito alle modalità di abilitazione e partecipazione al mercato per il servizio di dispacciamento delle unità di consumo del Mercato della capacità (UCMC), rimodulando, al contempo, alcuni termini delle attività per l'avvio del Mercato della capacità, al fine di renderli compatibili con gli obiettivi indicati nella proposta di PNIEC e nel decreto ministeriale 28 giugno 2019.

Lo schema di regolamento proposto da Terna stabilisce, tra l'altro, che:

- possono partecipare al Mercato della capacità e al mercato per il servizio di dispacciamento per il tramite di UCMC i punti di prelievo aggregati che, contestualmente, dispongono di dati di misura orari, risultano nella titolarità del medesimo utente del dispacciamento in prelievo, non sono connessi a impianti di generazione, possono essere distaccati dalla rete elettrica entro un predefinito tempo dall'ordine di Terna, sono dotati di specifiche apparecchiature per il monitoraggio e il distacco e non prestano il servizio di interrompibilità o non sono contrattualizzati nell'ambito di altri progetti pilota sviluppati ai sensi della delibera 300/2017/R/eel;
- le UCMC rilevano esclusivamente ai fini della partecipazione al mercato della capacità e al mercato per il servizio di dispacciamento, mentre, per quanto concerne i mercati dell'energia, i punti di prelievo ricompresi nelle UCMC continuano a rimanere inseriti nei punti di dispacciamento per unità di consumo previsti dalla delibera 111/06;
- devono essere effettuate preventive prove tecniche di abilitazione.

Parametri economici del Mercato della capacità

Il combinato disposto della delibera ARG/elt 98/11 e della disciplina del Mercato della capacità stabilisce che l'Autorità pubblichi i seguenti parametri economici per ciascuna procedura concorsuale:

- il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità produttiva nuova (per 15 anni, se richiesto dal partecipante), che viene applicato anche alla capacità afferente alle unità di consumo e alla capacità produttiva da adeguare per effetto di provvedimenti amministrativi (per un anno);
- il valore del premio associato al punto centrale di ciascuna curva di domanda;
- il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità produttiva esistente e, in caso di differenziazione, il valore del premio massimo offribile con riferimento alla medesima capacità (per un anno); detti valori sono applicati anche alla capacità estera (per un anno);

- l'importo minimo di investimento per unità di capacità che, in caso di accettazione in esito all'asta del Mercato della capacità, deve essere sostenuto dall'operatore per poter beneficiare di un contratto di 15 anni in relazione alla propria capacità di produzione nuova;
- i parametri per la definizione del prezzo di esercizio.

Con la delibera 3 settembre 2019, 363/2019/R/eel, l'Autorità ha fissato i parametri economici delle procedure concorsuali del Mercato della capacità per gli anni di consegna 2022 e 2023, già precedentemente illustrati nel documento per la consultazione 3 agosto 2017, 592/2017/R/eel. Per entrambe le procedure concorsuali, l'Autorità ha definito i parametri economici come di seguito:

- il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità produttiva nuova è pari a 75.000 euro/MW/anno, sulla base del limite superiore del costo fisso della tecnologia di punta (turbogas a ciclo aperto);
- il premio associato al punto centrale di ciascuna curva è pari a 60.000 euro/MW/anno, che rappresenta il limite inferiore del costo fisso della tecnologia di punta;
- il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità produttiva esistente è pari a 33.000 euro/MW/anno, in funzione dei costi fissi evitabili della tecnologia prevalente nel parco produttivo italiano (ciclo combinato);
- l'importo minimo di investimento è pari a 209.000 euro/MW, in coerenza con quanto emerso dalla consultazione di Terna e riportato nella decisione della Commissione europea del febbraio 2018;
- i parametri per la determinazione del prezzo di esercizio sono fissati secondo un approccio che consenta a quest'ultimo di risultare rappresentativo del costo variabile della tecnologia di punta.

Corrispettivo a copertura degli oneri netti di approvvigionamento della capacità

Nell'ambito delle procedure concorsuali del Mercato della capacità, Terna, per conto dei consumatori finali, si rifornisce di capacità di produzione attraverso contratti che hanno natura di opzione. Ai sensi della disciplina del Mercato della capacità, detti contratti prevedono, tra gli altri aspetti, che nel corso del periodo di consegna, su base mensile, il produttore riceva da Terna il premio che si determina nell'asta (espresso in euro/MW/anno) e, in cambio, si impegna a restituire a Terna il differenziale, se positivo, tra il prezzo di riferimento e il prezzo di esercizio (corrispettivo variabile).

Nel corso del periodo di consegna, dunque, i contratti di capacità determinano in capo a Terna un onere netto pari alla somma algebrica dei premi da corrispondere ai produttori, presi con segno positivo, dei corrispettivi variabili ricevuti dai produttori, presi con segno negativo, e del saldo netto di ulteriori partite economiche derivanti dall'applicazione delle norme del Mercato della capacità (per esempio, penali applicate ai soggetti aggiudicatari per inadempimento a specifici obblighi contrattuali e corrispettivi di riallocazione).

Il citato onere netto viene sostenuto (conseguito, in caso di segno negativo) dai consumatori finali per il tramite di un corrispettivo applicato ai rispettivi utenti del dispacciamento in prelievo. I criteri generali per il calcolo del corrispettivo vengono delineati dall'art. 14 della delibera ARG/elt 98/11.

Con il documento per la consultazione 23 luglio 2019, 321/2019/R/eel, l'Autorità ha espresso i propri orientamenti sulle integrazioni alla delibera ARG/elt 98/11, volte in particolar modo alla definizione delle modalità e delle tempistiche cui Terna dovrà attenersi nell'ambito del *settlement* delle partite economiche del Mercato della

capacità. Con la delibera 3 settembre 2019, 365/2019/R/eel, l'Autorità ha integrato la delibera ARG/elt 98/11 coerentemente con quanto prospettato nel citato documento per la consultazione. In particolare, l'Autorità ha previsto che:

- le ore di picco di un dato anno di consegna siano puntualmente pubblicate da Terna prima dell'inizio dell'anno stesso;
- i corrispettivi non siano modificati per effetto della differenza tra le ore di picco stabilite *ex ante* e quelle che risultano dalla rilevazione *ex post*;
- il 70% dell'onere netto sia ripartito tra gli utenti del dispacciamento in prelievo in funzione della quota di prelievo degli stessi nelle ore di picco e la restante parte sia distribuita in base alla corrispondente quota di prelievo nelle ore di fuori picco; questa impostazione è motivata, da un lato, dall'esigenza di non distorcere l'efficienza allocativa del mercato elettrico, evitando, per quanto possibile, sussidi incrociati tra consumatori, e, dall'altro lato, dall'obiettivo di tenere conto del fatto che il contratto di opzione negoziato nel Mercato della capacità è nelle condizioni di produrre benefici, in termini di riduzione dei prezzi a pronti, anche nelle ore non di picco;
- i corrispettivi unitari di picco e fuori picco siano definiti sulla base degli importi noti al momento della determinazione (principalmente i premi e i corrispettivi di riallocazione) e delle stime sull'energia prelevata nelle ore di picco e di fuori picco;
- i corrispettivi unitari di picco e di fuori picco siano aggiornati, rispettivamente, con cadenza annuale e trimestrale;
- si considerino esclusivamente in sede di aggiornamento del corrispettivo unitario di fuori picco i corrispettivi variabili, le penali, gli scostamenti tra prelievi attesi e prelievi effettivi e le esenzioni dal pagamento dei corrispettivi di cui beneficiano gli utenti con riferimento a capacità di prelievo oggetto di contratti nel Mercato della capacità.

Esiti delle aste madri del Mercato della capacità per gli anni di consegna 2022 e 2023

Nei giorni 6 e 7 novembre 2019 si è svolta la prima asta madre del Mercato della capacità, relativa al periodo di consegna 2022, mentre la procedura concorsuale per l'anno di consegna 2023 si è tenuta nei giorni 28 e 29 novembre 2019.

Dai rendiconti pubblicati da Terna in relazione alle aste madri per gli anni di consegna 2022 e 2023 emerge, tra l'altro, che:

- la spesa complessiva per i premi si è attestata, rispettivamente, a circa 1,3 e 1,5 miliardi di euro per gli anni 2022 e 2023;
- è stata selezionata una capacità esistente per circa 35 GW in entrambe le aste (+0,25 GW circa nell'asta per l'anno 2023 rispetto alla procedura per l'anno 2022);
- è stata accettata una capacità nuova per circa 1,8 GW nella procedura per l'anno 2022 e per circa 4,4 GW nell'asta per l'anno 2023;
- i premi di equilibrio per la capacità esistente e per la capacità nuova sono risultati pari ai premi massimi riconoscibili alle rispettive forme di capacità (33.000 euro/MW/anno per la capacità esistente e 75.000 euro/MW/anno per la capacità nuova) in tutte le aree;

- in entrambe le aste, la capacità estera selezionata e il relativo premio medio ponderato sono stati pari, rispettivamente, a circa 4,4 GW e 4.400 euro/MW/anno.
- nella procedura per l'anno 2023, sono stati selezionati come capacità nuova anche accumuli, capacità idroelettrica a serbatoio e capacità fotovoltaica.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regime di reintegrazione dei costi ex art. 23, comma 3-bis, del decreto legge n. 91/2014

Ai sensi dell'art. 23, comma 3-bis, del decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, come convertito dalla legge 11 agosto 2014, n. 116, le unità di produzione di energia elettrica in Sicilia di potenza superiore a 50 MW, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, sono considerate risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico sino alla data di entrata in operatività dell'elettrodotto 380 kV "Sorgente-Rizziconi" e degli altri interventi finalizzati al significativo incremento della capacità di interconnessione tra la rete elettrica siciliana e quella peninsulare. L'entrata in operatività dell'elettrodotto è avvenuta in data 28 maggio 2016.

Nell'elenco delle unità di produzione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ex decreto legge n. 91/2014 sono state incluse da Terna, tra le altre, le unità degli impianti CTE Nuce Nord di ERG Power Generation, San Filippo del Mela 150 kV e San Filippo del Mela 220 kV di A2A Energiefuture, Termini Imerese, Porto Empedocle e Priolo di Enel Produzione, Impsud e Isab Energy di Isab, Trapani Turbogas di EP Produzione.

In applicazione della norma legislativa sopra menzionata, l'Autorità, con la delibera 23 ottobre 2014, 521/2014/R/eel, ha definito i criteri di offerta e di remunerazione delle unità di produzione soggette alle disposizioni di cui all'art. 23, comma 3-bis, del decreto legge n. 91/2014. Il combinato disposto delle delibere 521/2014/R/eel e 111/06 stabilisce che gli utenti del dispacciamento che dispongono di unità essenziali soggette al regime di reintegro ex decreto legge n. 91/2014 abbiano titolo a ricevere, con cadenza annuale, un corrispettivo a reintegrazione dei costi di generazione, per ciascuna unità, pari alla differenza tra i costi di produzione riconosciuti e i ricavi conseguiti nell'anno considerato.

Secondo quanto previsto dalla delibera 521/2014/R/eel, gli impianti soggetti nell'anno 2016 alle disposizioni di cui all'art. 23, comma 3-bis, del decreto legge n. 91/2014 e ammessi, nel medesimo anno, a uno dei regimi regolati dal titolo 2 della delibera 111/06 (regimi tipici e regimi alternativi) sono sottoposti ai menzionati regimi nelle ore in cui non si applica l'art. 23, comma 3-bis, del decreto legge n. 91/2014. Conseguentemente, nell'anno 2016, agli impianti San Filippo del Mela 150 kV, Porto Empedocle e Trapani Turbogas, ammessi al regime di reintegrazione dei costi ex delibera 111/06, sono stati applicati il regime di reintegro ai sensi del decreto legge n. 91/2014 dal 1° gennaio al 28 maggio 2016 e quello di reintegrazione dei costi per la restante parte dell'anno. Per ulteriori dettagli circa il regime ex decreto legge n. 91/2014, si rinvia al Capitolo 2, Volume 2, delle *Relazioni Annuali* 2015 e 2016.

Con riferimento all'anno 2016, l'Autorità ha determinato l'importo del corrispettivo di reintegrazione e disposto il suo riconoscimento da parte di Terna in relazione alle seguenti unità di produzione degli impianti essenziali ex decreto legge n. 91/2014: CTE Nuce Nord, con la delibera 12 febbraio 2019, 48/2019/R/eel; San Filippo del Mela 150 kV, con la delibera 19 marzo 2019, 101/2019/R/eel; San Filippo del Mela 220 kV, con la delibera 26 marzo

2019, 111/2019/R/eel; Termini Imerese, con la delibera 2 aprile 2019, 118/2019/R/eel; Porto Empedocle, con la delibera 16 aprile 2019, 150/2019/R/eel; Priolo, con la delibera 21 maggio 2019, 194/2019/R/eel; Impsud e Isab Energy di Isab, con la delibera 30 luglio 2019, 342/2019/R/eel; Trapani Turbogas, con la delibera 29 ottobre 2019, 434/2019/R/eel.

Ai fini della determinazione del corrispettivo relativo all'impianto Priolo per il 2016, sono stati esclusi dai costi rilevanti per la reintegrazione gli importi derivanti dall'utilizzo del fondo per le imposte locali, per la conclusione di un contenzioso tributario avente a oggetto anni precedenti a quello considerato.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regime ordinario e regime di reintegrazione dei costi ex artt. 64 e 65 della delibera 111/06

Corrispettivi di reintegro

Gli utenti del dispacciamento che dispongono di impianti essenziali ammessi al regime di reintegrazione dei costi regolato dalla delibera 111/06 possono richiedere, con cadenza annuale, un corrispettivo a reintegrazione dei costi netti di generazione per ciascuno dei citati impianti.

Nel 2019, l'Autorità ha definito l'importo del corrispettivo di reintegrazione per i seguenti impianti essenziali ammessi al regime di reintegrazione ex delibera 111/06: Centro Energia Ferrara di EP Produzione, per l'anno 2015 (delibera 5 marzo 2019, 79/2019/R/eel); Assemini e Portoferraio di Enel Produzione, per l'anno 2016 (delibere 28 maggio 2019, 205/2019/R/eel, e 11 giugno 2019, 235/2019/R/eel). Inoltre, con riferimento al 2016, l'Autorità ha riconosciuto il corrispettivo di reintegrazione dei costi per i seguenti impianti, soggetti al regime di reintegrazione dei costi dal 28 maggio al 31 dicembre e al regime di reintegro ex decreto legge n. 91/2014 per la parte precedente dell'anno: San Filippo del Mela 150 kV di A2A Energiefuture (delibera 101/2019/R/eel); Porto Empedocle di Enel Produzione (delibera 150/2019/R/eel); Trapani Turbogas di EP Produzione (delibera 434/2019/R/eel).

Nelle istruttorie condotte dall'Autorità per quantificare il menzionato corrispettivo, sono state considerate le relazioni fornite da Terna in merito alle verifiche circa la conformità alla disciplina sull'essenzialità dell'importo del margine di contribuzione riportato nelle istanze di reintegrazione. Inoltre, per quanto riguarda la reintegrazione dell'impianto Centro Energia Ferrara, il corrispettivo è stato determinato applicando gli specifici criteri delineati con la delibera 2 aprile 2015, 150/2015/R/eel, che, da un lato, tengono conto del fatto che, nel corso del 2015, è stato revocato il provvedimento di ammissione al regime di reintegrazione per il venire meno del requisito di essenzialità, e, dall'altro, prevedono la reintegrazione piena dei costi per il periodo dal 1° gennaio 2015 all'entrata in vigore della citata delibera, mentre, per il periodo residuo dell'anno 2015, limitano la reintegrazione ai costi fissi incrementali, al netto di una quota del margine di contribuzione generato nel periodo residuo stesso.

Acconti sui corrispettivi di reintegro

Con lo scopo di limitare l'esposizione finanziaria degli utenti del dispacciamento titolari di impianti ammessi al regime di reintegrazione, per la differenza positiva tra la parte dei costi che ha determinato un flusso di cassa negativo e i ricavi già percepiti, l'Autorità ha disposto l'erogazione di un acconto del corrispettivo:

- per l'anno 2018, con riferimento agli impianti Brindisi Sud (delibera 3 dicembre 2019, 505/2019/R/eel), San Filippo del Mela 220 kV (delibera 3 dicembre 2019, 506/2019/R/eel), Fiume Santo (delibera 10 dicembre 2019, 523/2019/R/eel), Assemini, Porto Empedocle e Portoferraio (delibera 10 dicembre 2019, 524/2019/R/eel) e Montemartini (delibera 10 dicembre 2019, 525/2019/R/eel);
- per l'anno 2019, relativamente agli impianti San Filippo del Mela 220 kV (delibera 12 novembre 2019, 459/2019/R/eel), Brindisi Sud (delibere 12 novembre 2019, 460/2019/R/eel e 19 dicembre 2019, 563/2019/R/eel), Assemini, Porto Empedocle e Sulcis (delibere 19 novembre 2019, 475/2019/R/eel e 563/2019/R/eel), Fiume Santo (delibera 19 novembre 2019, 476/2019/R/eel) e Centrale di Modugno (delibera 563/2019/R/eel).

Per quanto riguarda l'acconto del corrispettivo per l'anno 2018, l'Autorità ha stabilito un riconoscimento pari al 70% della differenza tra il valore minore fra l'importo dei costi fissi richiesti dall'utente del dispacciamento interessato per il medesimo anno e l'importo dei costi fissi *benchmark*, da un lato, e il margine di contribuzione risultante dall'istanza di reintegrazione avanzata dallo stesso utente per il 2018, dall'altro. In particolare, i costi fissi *benchmark* sono stati definiti:

- nel caso degli impianti Brindisi Sud e Fiume Santo, come l'importo massimo dei costi fissi soggetti all'impegno cui l'utente si è vincolato nell'istanza di ammissione alla reintegrazione dei costi, mentre, per l'impianto San Filippo del Mela 220 kV, come la somma tra detto importo massimo e, relativamente ai costi fissi non soggetti all'impegno, quanto riconosciuto in occasione dell'ultima determinazione del corrispettivo per gli anni precedenti al 2018;
- per gli altri impianti (Assemini, Montemartini, Porto Empedocle e Portoferraio), come il maggior valore tra i costi fissi riconosciuti relativi all'ultimo anno con riferimento al quale è stato riconosciuto il corrispettivo e i costi fissi stimati per il 2018, riportati dall'utente del dispacciamento nell'istanza di ammissione alla reintegrazione dei costi per il medesimo anno.

In relazione, invece, all'acconto del corrispettivo per una parte dell'anno 2019, gli utenti del dispacciamento, ai sensi della disciplina vigente, hanno richiesto un importo pari alla differenza tra la somma dei costi variabili riconosciuti del periodo cui l'acconto si riferisce e la cifra minore tra la stima aggiornata dei costi fissi relativi al medesimo periodo e una quota massima della stima dei costi fissi contenuta nell'istanza di ammissione, da un lato, e i ricavi riconosciuti relativi al periodo di riferimento dell'acconto, dall'altro lato. Per quanto attiene agli impianti soggetti a regolazione asimmetrica (San Filippo del Mela 220 kV, Brindisi Sud e Fiume Santo), nella determinazione dell'acconto è stata considerata una percentuale – calcolata sulla base del periodo di riferimento dell'acconto – dell'importo massimo dei costi fissi annui volontariamente indicato dai relativi utenti nelle rispettive istanze di ammissione.

Ammissione al regime di reintegrazione dei costi

L'Autorità ha ammesso al regime di reintegrazione dei costi ex delibera 111/06 i seguenti impianti: Centrale di Modugno di Sorgheria, per il periodo dal 15 luglio 2019 al 31 dicembre 2020 (delibera 2 luglio 2019, 290/2019/R/eel), e, per l'anno 2020, Assemini e Portoferraio di Enel Produzione e Biopower Sardegna di Alperia Trading (delibera 27 dicembre 2019, 575/2019/R/eel).

Inoltre, con riferimento all'impianto Fiume Santo di EP Produzione, l'applicazione del regime di reintegrazione dei costi ex delibera 111/06, precedentemente prevista fino al 31 dicembre 2020, è stata prorogata dall'Autorità fino all'anno 2024 incluso, con la delibera 25 giugno 2019, 268/2019/R/eel.

Quest'ultimo provvedimento è stato adottato a seguito di una specifica istanza formulata dall'utente interessato, nella quale è stato evidenziato che l'approvazione dei *Best Available Techniques Reference Document* a livello comunitario richiede investimenti di adeguamento sull'impianto Fiume Santo da completare entro il mese di agosto 2021 e, conseguentemente, nel corso del 2019 devono essere adottate le decisioni per la programmazione dei menzionati investimenti, anche in funzione dell'utilità dell'impianto per il sistema elettrico nel periodo successivo all'anno 2020.

L'Autorità, acquisito il parere di Terna circa la sussistenza delle condizioni di essenzialità su un orizzonte pluriennale e verificata la coerenza dell'istanza con i tempi indicati nella proposta di PNIEC in relazione al superamento della generazione elettrica a carbone in Sardegna, ha disposto la proroga, prevedendo altresì che:

- a ciascun cespite che, contestualmente, risulti rilevante per la determinazione del corrispettivo di reintegrazione e incluso nel novero degli investimenti di adeguamento, sia applicato un periodo di ammortamento pari al lasso temporale compreso tra l'inizio dell'ammortamento e il 31 dicembre 2024, nel caso in cui il periodo di ammortamento termini successivamente;
- qualora, a seguito di provvedimenti futuri, l'impianto Fiume Santo sia assoggettato al regime di reintegrazione anche oltre l'anno 2024, l'eventuale corrispettivo di reintegrazione per il periodo di essenzialità successivo al 2024 sia determinato escludendo i cespiti relativi agli investimenti di adeguamento, essendo già stati ammortizzati ai fini del regime di reintegrazione;
- per ciascun anno compreso tra il 2021 e il 2024, i costi fissi rilevanti per il calcolo del corrispettivo di reintegrazione dell'impianto Fiume Santo, al netto dei costi fissi per adeguamento, non siano superiori all'importo indicato volontariamente da EP Produzione.

Regime ordinario e regime di reintegrazione

Il regime ordinario prevede che Terna riconosca all'utente del dispacciamento di ciascun impianto di produzione ammesso al regime stesso un corrispettivo pari alla differenza, se positiva, tra il costo variabile riconosciuto dall'Autorità a ciascuna unità di produzione dell'impianto citato e il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel mercato del giorno prima, esclusivamente nelle ore in cui e per le quantità per cui l'unità è essenziale. Il regime di reintegrazione dei costi, invece, prevede che Terna riconosca un corrispettivo pari alla differenza tra i costi di produzione dell'impianto considerato e i ricavi dallo stesso conseguiti nel periodo in cui è inserito nell'elenco degli impianti essenziali. Per applicare i regimi appena citati, occorre determinare il costo variabile riconosciuto per ciascuna unità a essi assoggettata.

Con la delibera 26 settembre 2019, 393/2019/R/eel, l'Autorità:

- ha accolto la richiesta di Alperia Trading di includere nel costo variabile riconosciuto dell'impianto Biopower Sardegna, dall'inizio del periodo del suo assoggettamento al regime di reintegrazione dei costi (1° ottobre 2016), i costi connessi alla certificazione del combustibile, che è necessaria per ottenere l'incentivo sostitutivo dei certificati verdi ex art. 19 del decreto del Ministero dello sviluppo economico 6 luglio 2012;
- ha rigettato la richiesta del menzionato utente di modificare, per gli anni 2018 e 2019, la metodologia di valorizzazione del combustibile che alimenta l'impianto Biopower Sardegna, poiché quanto proposto da Alperia Trading non considera il fatto che, utilizzando un prodotto di riferimento caratterizzato da quotazioni a pronti pubblicate con cadenza giornaliera, le quotazioni relative a un dato anno non possono ritenersi rappresentative del valore del combustibile nell'anno successivo.

Il quadro regolatorio generale per l'anno 2020, in relazione al regime ordinario e al regime di reintegrazione, è stato definito dall'Autorità con le delibere 23 ottobre 2019, 420/2019/R/eel e 3 dicembre 2019, 504/2019/R/eel, che hanno adottato, tra l'altro, norme specifiche in merito agli standard tecnico-economici delle categorie tecnologia e combustibile delle unità di produzione termoelettriche (il rendimento standard, lo standard di emissione e il costo standard per additivi, prodotti chimici, catalizzatori e smaltimento di rifiuti e residui della combustione), alle percentuali standard per la valorizzazione degli sbilanciamenti e ai criteri di valorizzazione delle quote e dei titoli utilizzabili per adempiere agli obblighi comunitari di *emission trading*.

Con la delibera 504/2019/R/eel, l'Autorità ha altresì accolto le proposte presentate da Terna – come modificate per l'impianto Fiume Santo a seguito dell'istanza presentata da EP Produzione – sui valori dei parametri del costo variabile riconosciuto di ciascuna unità degli impianti riportati nell'elenco degli impianti essenziali per l'anno 2020 (San Filippo del Mela 220 kV di A2A Energiefuture, Montemartini di Acea Energia, Biopower Sardegna di Alperia Trading, Porcari di Axpo Italia, Assemini, Brindisi Sud, Porto Empedocle, Portoferraio e Sulcis di Enel Produzione, Rosen 132 kV di Engie Italia, Fiume Santo di EP Produzione, Iges di Ital Green Energy, Centrale elettrica di Capri di SIPPIC e Centrale di Modugno di Sorgenia).

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regime alternativo

L'art. 65-*bis* della delibera 111/06 disciplina il regime alternativo di essenzialità, che è contraddistinto da una configurazione semplificata di diritti e obblighi per l'utente del dispacciamento, rispetto agli altri regimi di essenzialità di cui alla medesima delibera, e dalla stipula di un contratto tra Terna e l'utente titolare di capacità essenziale che opta per detto regime.

Con le delibere 4 giugno 2019, 222/2019/R/eel e 23 ottobre 2019, 420/2019/R/eel, in base alle informazioni fornite da Terna, l'Autorità ha fissato i parametri tecnico-economici per l'applicazione del regime alternativo, rispettivamente, all'impianto essenziale Centrale di Modugno di Sorgenia nel periodo dal 15 luglio al 31 dicembre 2019, e alla capacità essenziale per l'anno 2020 nella disponibilità di CVA Trading, Enel Produzione, Eni, EP Produzione e Iren Energia.

Con la delibera 3 dicembre 2019, 503/2019/R/eel, l'Autorità ha rideterminato i valori assunti dai parametri tecnico-economici per l'applicazione del regime alternativo alla capacità essenziale per l'anno 2020 dei seguenti operatori:

- Enel Produzione, al fine di tenere conto della sua scelta di aderire al regime per quantità parziali, adottando ipotesi aggiornate circa la programmazione del parco produttivo, e di considerare l'abilitazione al mercato per il servizio di dispacciamento dell'intera potenza dell'impianto Flumendosa a decorrere dal 1° gennaio 2020;
- CVA Trading, in seguito alla richiesta di modifica degli impegni con riferimento alla propria capacità essenziale, al fine di renderli compatibili con la necessità di garantire il servizio richiesto in caso di fuori servizio di specifici elementi di rete.

Infine, in seguito alle adesioni al regime alternativo espresse dagli utenti del dispacciamento titolari di capacità essenziale (CVA Trading, Enel Produzione, Eni, EP Produzione e Iren Energia), l'Autorità, con la delibera 17 dicembre 2019, 540/2019/R/eel, ha approvato gli schemi contrattuali per l'implementazione del regime nell'anno 2020.

Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

Nell'anno 2019 sono proseguite le analisi sui dati storici in *input* all'algoritmo di risoluzione della fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento, con particolare riferimento alla definizione dei vincoli a rete integra e non integra, finalizzati ad assicurare le risorse per soddisfare il fabbisogno di riserva di potenza reattiva per la regolazione (primaria e secondaria) di tensione. Con questi sviluppi è stato possibile ricostruire storicamente la struttura di mercato in cui inquadrare i procedimenti avviati con le delibere 24 giugno 2016, 342/2016/E/eel, 4 agosto 2016, 459/2016/E/eel, e 6 ottobre 2017, 674/2017/E/eel, aventi a oggetto le strategie di offerta adottate da alcuni utenti del dispacciamento (UdD) titolari di unità di produzione (UP) abilitate al mercato per il servizio di dispacciamento. Inoltre, al fine di aumentare l'efficacia degli strumenti di monitoraggio a disposizione dell'Autorità, è stato ampliato il perimetro di dati relativi al mercato del servizio per il dispacciamento, organizzati in appositi *data warehouse*. Infine, è proseguito il coordinamento con ACER (Agenzia europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia) nelle attività di monitoraggio dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica, ai sensi del regolamento (UE) 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2011 concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (sull'attuazione del REMIT – Regolamento sull'integrità e la trasparenza dei mercati energetici all'ingrosso – si veda il successivo Capitolo 10).

Qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura

Regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Con la delibera 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel, è stato approvato il Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023 (TIQE).

In attuazione del TIQE, con la delibera 3 dicembre 2019, 500/2019/R/eel, si è chiuso il procedimento per la determinazione, per l'anno 2018, dei premi e delle penalità relativi alla regolazione *output-based* del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

In materia di regolazione della durata e del numero di interruzioni senza preavviso sono stati comminati, per il 2018, 45,6 milioni di euro di penalità, così ripartiti:

- 18,7 milioni di euro per le interruzioni senza preavviso lunghe (durata superiore a 3 minuti), come saldo fra 15,2 milioni di euro di premi e 33,9 milioni di euro di penalità;
- 26,9 milioni di euro per il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (durata compresa tra 1 secondo e 3 minuti), come saldo fra 36,6 milioni di euro di premi e 63,5 milioni di euro di penalità.

Sempre con la delibera 500/2019/R/eel, sono stati assegnati premi, pari a 50.000 euro, relativi alla regolazione incentivante le funzionalità innovative delle reti di distribuzione nelle aree a elevata penetrazione della generazione distribuita a fonte rinnovabile; in particolare, i premi hanno riguardato il miglioramento dell'osservabilità

dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse sulle reti MT e lo sviluppo della regolazione di tensione delle reti di distribuzione MT.

Con riferimento ai dati di continuità del servizio relativi al 2018, gli Uffici dell'Autorità hanno svolto, con la collaborazione della Guardia di Finanza, tre verifiche ispettive, previste dalla delibera 18 giugno 2019, 241/2019/E/eel, presso imprese che partecipano alla regolazione premi-penalità, della durata e del numero di interruzioni senza preavviso, e tre verifiche ispettive, previste dalla delibera 21 maggio 2019, 184/2019/E/eel, presso imprese distributrici di minori dimensioni che non partecipano a detta regolazione premi-penalità.

Per ASM Terni, partecipante alla regolazione premi-penalità, sono state riscontrate alcune non conformità previste dall'Indice di sistema di registrazione – ISR (indice che esprime l'adeguatezza complessiva del sistema di registrazione delle interruzioni), che hanno comportato una diminuzione del premio per gli ambiti sottoposti a verifica.

Per il Consorzio Energetico Val Venosta, non partecipante alla regolazione premi-penalità, sono state riscontrate alcune non conformità previste dall'ISR e, di conseguenza, con la delibera 11 febbraio 2020, 33/2020/E/eel, è stato disposto il pagamento di una penalità pari a 25.497 euro.

Con la delibera 19 febbraio 2019, 55/2019/E/eel, è stato intimato alle imprese distributrici Comune di Benetutti, Comune di Berchidda e Comune di Perdifumo di adempiere agli obblighi di comunicazione delle informazioni di cui al punto 5 della delibera 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel, per attestare l'idoneità dei propri sistemi alla registrazione automatica delle interruzioni e alla registrazione delle segnalazioni e delle chiamate telefoniche degli utenti per richieste di pronto intervento.

Infine, con la delibera 4 giugno 2019, 214/2019/S/eel, è stata dichiarata ammissibile la proposta di impegno presentata da e-Distribuzione nell'ambito del procedimento sanzionatorio avviato nel 2018 per violazioni in materia di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

Con riferimento ai dati di continuità del servizio elettrico del 2017, l'Autorità ha pubblicato, nel febbraio 2019, la sesta graduatoria nazionale delle imprese di distribuzione di energia elettrica relativa al numero e alla durata delle interruzioni, disponibile nel sito internet istituzionale. Dai dati pubblicati si conferma che le famiglie e i piccoli consumatori di energia elettrica che beneficiano della migliore continuità del servizio si collocano prevalentemente nel Nord Italia, in aree urbane, e sono serviti da imprese di distribuzione che dispongono di una rete per la maggior parte interrata. Anche per i clienti industriali in media tensione i dati evidenziano che il minor numero di interruzioni si verifica nelle Province del Nord Italia. Come previsto dal Quadro strategico di ARERA 2019-2021, viene rafforzato l'impegno dell'Autorità nel promuovere con molteplici iniziative, anche di natura incentivante, la riduzione del divario tra i livelli di qualità del servizio elettrico del Nord e del Sud Italia.

Resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica

In attuazione del TIQE, con la delibera 17 dicembre 2019, 534/2019/R/eel, sono stati determinati i primi interventi eleggibili a premio e/o penalità mirati a incrementare la resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica in termini di maggiore tenuta alle sollecitazioni causate dai fattori critici di rischio, con particolare riferimento alla

formazione del manicotto di ghiaccio per neve o vento, alle ondate di calore, agli allagamenti e alla caduta di piante per eccessivo carico nevoso. Questi interventi sono stati selezionati dalle imprese distributrici attualmente partecipanti al meccanismo incentivante – Areti, e-Distribuzione, Ireti, Set Distribuzione e Unareti – e inclusi nelle sezioni "Resilienza" dei Piani di sviluppo 2019-2021 delle singole imprese (Piani resilienza 2019-2021).

I premi e le penalità sono così dimensionati:

- il premio per un intervento è pari al 20% del suo beneficio netto (beneficio meno costo), se è concluso senza ritardi rispetto alla data di completamento indicata dall'impresa distributtrice in occasione del primo inserimento a piano dell'intervento (data di completamento originaria); il premio è dimezzato se l'intervento viene completato con un semestre di ritardo rispetto alla data di completamento originaria;
- la penalità per un intervento è pari al 10% del suo costo, se è concluso con un ritardo di due semestri rispetto alla data di completamento originaria, mentre è pari al 25% se il ritardo è di tre o più semestri.

Incentivo alla riduzione della durata delle interruzioni programmate

In attuazione del TIQE, con la sopra citata delibera 500/2019/R/eel, sono stati assegnati a e-distribuzione premi pari a 1,1 milioni di euro, relativi alla regolazione sperimentale incentivante la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

Ammodernamento delle colonne montanti vetuste

Le cosiddette colonne montanti degli edifici costituiscono la porzione terminale della rete di distribuzione di energia elettrica situata all'interno degli edifici e consentono di raggiungere i misuratori collocati presso le singole unità abitative.

Dal confronto con le imprese distributrici sono emerse possibili criticità nella funzionalità delle colonne montanti a causa del loro invecchiamento, con particolare riferimento:

- alle difficoltà per le imprese a ottenere le autorizzazioni all'esecuzione dei lavori nelle proprietà condominiali, e quindi a ottemperare all'obbligo di mantenere in efficienza le colonne montanti e garantire al contempo l'esercizio in condizioni di sicurezza;
- ai rischi all'esercizio in sicurezza della rete di distribuzione, a seguito del progressivo degrado dell'isolamento delle colonne montanti;
- al rischio di non poter far fronte alle richieste di aumento della potenza da parte dagli utenti, per via del dimensionamento delle colonne montanti realizzato con coefficienti di contemporaneità di utilizzo stimati in condizioni di carico elettrico molto diverse da quelle attuali.

Al fine di superare le criticità appena descritte, in esito alle consultazioni 14 giugno 2018, 331/2018/R/eel e 23 luglio 2019, 318/2019/R/eel, l'Autorità ha pubblicato la delibera 12 novembre 2019, 467/2019/R/eel, il cui allegato A, poi confluito nel TIQE, ha disposto l'avvio di una regolazione sperimentale di durata triennale finalizzata in particolare:

- ad acquisire informazioni ed elementi utili alla messa a regime di un quadro regolatorio stabile e sostenibile, a partire dal 1° gennaio 2023;

- a effettuare un censimento delle colonne montanti vetuste, da parte di ogni impresa distributrice;
- a verificare l'efficacia e l'efficienza del coinvolgimento dei condomini nell'effettuazione dei lavori di ammodernamento delle colonne montanti;
- a rafforzare il quadro regolatorio in relazione all'impegno richiesto alle imprese distributrici per assicurare la fornitura di energia elettrica anche a fronte delle mutate e future condizioni di prelievo.

Più in dettaglio, l'Autorità ha introdotto la possibilità di intervenire sulle colonne montanti realizzate prima del 1970 e, in caso di criticità di esercizio, su quelle realizzate tra il 1970 e il 1985. Dal 1986, a seguito del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi (CIP) 30 luglio 1986, n. 42, gli edifici dovrebbero essere stati costruiti con i contatori collocati in vani centralizzati e non più presso le unità abitative.

Per superare le criticità emerse, la responsabilità delle opere edili è stata posta in capo al condominio e per tali opere è stato previsto un rimborso fino a valori massimi, in funzione del livello di pregio delle finiture preesistente all'ammodernamento.

Il provvedimento in commento incentiva la centralizzazione dei contatori, laddove tecnicamente possibile e previo accordo tra impresa distributrice e condominio. In questo caso, sia le opere edili sia quelle elettriche sono in capo al condominio e il rimborso massimo, sempre in funzione del livello di pregio delle finiture, è stato maggiorato per tenere conto anche della sostituzione delle linee elettriche.

La delibera, inoltre, introduce obblighi informativi gravanti sulle imprese distributrici, al fine di consentire ai condomini di disporre di tutte le informazioni necessarie per poter aderire alla proposta di ammodernamento in modo consapevole.

È, infine, prevista la possibilità per le imprese distributrici e per l'Autorità di effettuare controlli a campione, anche sulla base della documentazione e delle dichiarazioni rilasciate dai rappresentanti del condominio, con la conseguenza che, in caso di irregolarità, sarà disposta la restituzione integrale o parziale del contributo eventualmente già corrisposto al condominio e, nel caso di dichiarazioni mendaci, saranno inoltrate le necessarie denunce all'autorità giudiziaria.

Qualità e output del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

Con la delibera 23 dicembre 2015, 653/2015/R/eel, è stato approvato il Testo integrato della regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023 (TIQ. TRA), che promuove il miglioramento della continuità del servizio di trasmissione di energia elettrica tramite un meccanismo di premi e penalità riferito all'indicatore di energia non servita, calcolato su base nazionale.

Nel 2019 gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, hanno svolto una verifica ispettiva nei confronti di Terna, ai sensi della delibera 26 settembre 2019, 387/2019/E/eel, avente a oggetto i dati di continuità del servizio di trasmissione dell'anno 2018. Con la successiva delibera 10 dicembre 2019, 521/2019/R/eel, l'Autorità ha disposto che Terna riceva un premio pari a 22,76 milioni di euro in relazione all'energia non servita di riferimento (ENSR) per l'anno 2018.

Regolazione *output-based* dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il semiperiodo 2020-2023

Con la delibera 9 aprile 2019, 126/2019/R/eel, l'Autorità ha disposto l'“Avvio di procedimento per l'aggiornamento infra-periodo della regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica”.

Con i documenti per la consultazione 2 luglio 2019, 287/2019/R/eel (per il servizio di distribuzione), 30 luglio 2019, 337/2019/R/eel (per il servizio di trasmissione), 12 novembre 2019, 457/2019/R/eel (per la qualità dei servizi di trasmissione e distribuzione) e 22 novembre 2019, 481/2019/R/eel (per altri elementi di regolazione *output-based* del servizio di trasmissione), l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in materia di regolazione *output-based* dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il semiperiodo di regolazione 2020-2023.

Con la delibera 19 dicembre 2019, 553/2019/R/eel, si è chiuso il procedimento avviato con la delibera 8 ottobre 2019, 404/2019/R/eel per dare esecuzione alla sentenza del TAR Lombardia n. 1901/2019 di annullamento della delibera 9 marzo 2017, 127/2017/R/eel in materia di estensione degli indennizzi automatici ai clienti finali, a carico degli operatori di rete, per interruzioni di lunga durata. Nel merito, a seguito della pubblicazione del documento per la consultazione 29 ottobre 2019, 430/2019/R/eel e di una richiesta di informazioni alle imprese distributrici, è stata confermata, con alcune migliorie, la disciplina introdotta con l'annullata delibera 127/2017/R/eel.

In esito ai menzionati procedimenti è stato adottato, con la delibera 23 dicembre 2019, 566/2019/R/eel, il Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il semiperiodo 2020-2023. Tale provvedimento è coordinato con la Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il semiperiodo di regolazione 2020-2023, approvata con la delibera 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel e contenente il TIT (Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica), il TIME (Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica) e il TIC (Testo integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione).

In relazione alla continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, tra le nuove disposizioni si ricordano:

- la “regolazione speciale” del numero di interruzioni, facoltativa, caratterizzata da premi e penalità addizionali rispetto alla regolazione ordinaria, per gli ambiti ancora lontani dal livello obiettivo, con posticipazione dell'anno target per il raggiungimento dei livelli obiettivi in funzione della distanza dal livello obiettivo e delle criticità di carattere strutturale presenti nell'interconnessione tra la rete di distribuzione e la RTN o nella rete di distribuzione;
- la “regolazione per esperimenti” per favorire il miglioramento della continuità del servizio, in aree individuate dalle imprese, tramite l'innovazione tecnologica; al riguardo, le imprese distributrici possono essere autorizzate a derogare, a determinate condizioni, dalla regolazione dell'Autorità, con particolare riferimento ai percorsi di miglioramento della durata e del numero di interruzioni;
- per le imprese con più di dieci ambiti territoriali, la riduzione dei premi a fronte di penalità “ripetute” conseguite da un medesimo ambito territoriale;
- un meccanismo di eliminazione, dal novero degli indicatori oggetto di regolazione premi-penalità, del parametro dei giorni caratterizzati da una densità giornaliera di fulminazioni al suolo superiore a una determinata soglia;

- l'incremento della franchigia, in aumento rispetto al livello obiettivo sia per la durata delle interruzioni (solamente per gli ambiti in alta concentrazione con più di 250.000 utenti), sia per il numero di interruzioni (per tutti gli ambiti territoriali);
- migliorie finalizzate a rimuovere alcune sproporzioni nel dimensionamento degli indennizzi cui hanno diritto gli utenti coinvolti in interruzioni di lunga durata: per alcune categorie di utenti tali indennizzi sono stati rimodulati, anche attraverso l'introduzione di nuovi tetti massimi in euro, e il loro dimensionamento è stato reso maggiormente coerente con la disciplina tariffaria, sia nel caso in cui gli indennizzi siano a carico del Fondo per eventi eccezionali, sia nel caso in cui gli indennizzi siano a carico degli operatori;
- l'aggiornamento di alcune regole di registrazione delle interruzioni e dell'ISR ai fini dell'adeguatezza complessiva del sistema di registrazione delle interruzioni;
- l'istituzione del Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali, nel quale far confluire le disponibilità e le competenze del Fondo utenti MT e del Fondo per eventi eccezionali, per finanziare i premi che incentivano l'incremento della resilienza delle reti di distribuzione e per colmare il debito accumulato dal Fondo per eventi eccezionali.

Per quanto riguarda la continuità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, in esito alle sopra citate consultazioni l'Autorità ha ritenuto non vi fossero le condizioni per un aggiornamento della regolazione dal 2020. I temi posti in consultazione hanno riguardato:

- l'opportunità di escludere dall'indicatore ENSR l'energia non servita dovuta a forza maggiore per superamento dei limiti di progetto, in quanto caratterizzata da una significativa variabilità annua e parzialmente controllabile da Terna;
- contestualmente all'esclusione di cui al punto precedente, l'opportunità di introdurre la regolazione della resilienza della rete di trasmissione, con riferimento alla robustezza meccanica della rete in riferimento alla formazione del manicotto di ghiaccio e di neve sulle reti aeree in conduttori nudi;
- in aggiunta o in alternativa a quanto sopra, un nuovo meccanismo finalizzato alla riduzione della probabilità di disalimentazione nelle porzioni di rete topologicamente più deboli, caratterizzate da cabine primarie strutturalmente connesse in assetto radiale (in antenna) oppure in assetto magliato (entra-esce), ma temporaneamente connesse in assetto radiale a seguito di attività manutentive o di sviluppo di rete.

Per quanto sopra detto, i temi appena passati in rassegna saranno oggetto di nuova consultazione nel corso del 2020.

Infine, sempre in esito alle già ricordate consultazioni, con la delibera 27 dicembre 2019, 567/2019/R/eel è stato adottato il provvedimento finale riguardante l'aggiornamento della regolazione *output-based* del servizio di trasmissione. Tra le disposizioni previste dal Testo integrato aggiornato si citano:

- la conclusione dell'applicazione del meccanismo di incentivazione verso strumenti propedeutici alla regolazione *output-based*, che era stato adottato nel periodo 2017-2019;
- l'estensione al periodo 2020-2023 delle verifiche esterne indipendenti, applicate alle analisi costi/benefici (ACB) 2.0 su singoli interventi dei Piani di sviluppo e ai rapporti di identificazione delle capacità obiettivo;
- l'estensione al periodo 2020-2021 del meccanismo di incentivazione sperimentale all'ottenimento di contributi *Connecting Europe Facility* per il finanziamento degli interventi di trasmissione;
- un nuovo meccanismo di promozione dell'efficienza dei costi di investimento, riferito a efficienze di costo nella realizzazione di capacità di trasporto tra zone della rete (anziché a specifici progetti, come nel previgente meccanismo incentivante);

- un nuovo meccanismo di premialità *una tantum* per la promozione della completa unificazione della rete di trasmissione nazionale, applicabile sia all'acquisizione di porzioni di rete di trasmissione nazionale, sia all'acquisizione di *merchant line* a fine esenzione, a condizione che il trattamento di questi ultimi asset non sia già definito dalle decisioni di esenzione.

Tariffe per la connessione e l'accesso alle infrastrutture

Nuovo periodo di regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura

Con la delibera 9 aprile 2019, 126/2019/R/eel, l'Autorità ha avviato il procedimento per l'aggiornamento infra-periodo della regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo 2020-2023 (NPR2).

In seguito al processo di consultazione, che si è concluso con la pubblicazione di numerosi documenti per la consultazione (tra i quali, con particolare riferimento alla regolazione tariffaria, si segnalano i documenti 23 luglio 2019, 318/2019/R/eel, 30 luglio 2019, 337/2019/R/eel e 21 novembre 2019, 481/2019/R/eel), l'Autorità ha approvato, con la delibera 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel, sia le disposizioni inerenti alla regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, sia le disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione, entrate in vigore il 1° gennaio 2020.

In una logica di aggiornamento infra-periodo, l'Autorità ha dato continuità ai criteri di regolazione adottati con la delibera 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel, confermando il duplice regime tariffario basato sulla dimensione delle imprese oggetto di regolazione. In particolare, è confermato anche per l'NPR2 un regime tariffario individuale, per il Gestore del sistema di trasmissione e per le imprese distributrici che servono almeno 25.000 punti di prelievo, basato su meccanismi di tipo *rate of return* per i costi di capitale e di tipo *price cap* per i costi operativi, mentre per le restanti imprese distributrici è previsto un regime tariffario parametrico. L'aggiornamento infra-periodo ha riguardato, in particolare, la revisione dei criteri di determinazione del costo riconosciuto, con riferimento alla fissazione dei livelli iniziali dei costi operativi per l'anno 2020 e dei successivi aggiornamenti per le imprese in regime tariffario individuale, e alcune tematiche specifiche in ottica di affinamento della regolazione vigente.

In linea generale, per tutti i servizi infrastrutturali, ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti, l'Autorità ha escluso le voci di costo per le quali la copertura sia già implicitamente garantita dai meccanismi di regolazione (per esempio, tramite la remunerazione del rischio) o in relazione alle quali il riconoscimento risulti incompatibile con un'attività svolta in regime di monopolio (per esempio, costi di pubblicità e di marketing che non riflettano specifici obblighi normativi). Il livello iniziale del costo operativo riconosciuto per l'anno 2020 per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura è stato determinato a partire dal costo effettivo sostenuto nel 2018, tenendo conto del valore residuo, non ancora riassorbito tramite il fattore di recupero di produttività (*X-factor*), delle maggiori efficienze conseguite nell'NPR1 (2016-2019), ripartite equamente tra esercenti e clienti finali.

Limitatamente al servizio di distribuzione, con specifico riferimento ai costi relativi a eventi meteorologici eccezionali – che negli ultimi anni hanno mostrato un andamento significativamente discontinuo –, nella determinazione dei livelli iniziali del costo operativo riconosciuto per il servizio di distribuzione si è fatto riferimento al valore medio assunto da tali costi specifici nell'ultimo triennio disponibile (2016-2018) e si è ritenuto opportuno escludere detti costi dal calcolo dei recuperi di efficienza. Per le imprese distributrici sono possibili ulteriori interventi regolatori, limitatamente al caso di eventi meteorologici di eccezionale portata, la cui gestione comporti oneri che rappresentino una percentuale pari ad almeno il 15% del ricavo ammesso relativo al servizio di distribuzione, individuata quale soglia meritevole di intervento al fine di preservare l'equilibrio economico-finanziario delle imprese.

Con specifico riferimento al servizio di trasmissione, si è proceduto a razionalizzare le modalità di riconoscimento dei costi relativi alle attività legate all'integrazione dei mercati elettrici a livello europeo e all'implementazione dei codici di rete europei – ivi inclusa la partecipazione a ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) –, nonché di altri costi ad essi assimilabili, prevedendo, in linea generale, di considerare nell'ambito di applicazione del *price cap* i costi delle attività relative ai profili europolitani efficientabili e dunque "comprimibili", essenzialmente legati a costi per il personale, e di riconoscere al di fuori del meccanismo del *price cap* i costi di natura "non comprimibile", quali, per esempio, i costi fissi per la partecipazione ad associazioni o progetti transnazionali.

L'Autorità, inoltre, ha introdotto modifiche nelle modalità di riconoscimento dei costi derivanti dai *leasing* operativi, in conseguenza dell'introduzione del nuovo principio contabile internazionale IFRS 16, che prevede, a partire dal 1° gennaio 2019, l'iscrizione tra le immobilizzazioni del diritto d'uso del bene oggetto del contratto di *leasing*, equiparando di fatto il trattamento contabile del *leasing* operativo a quello finanziario. In particolare, per il servizio di trasmissione, l'Autorità ha previsto, a partire dalle tariffe relative all'anno 2020, che il valore del diritto d'uso del bene sia riconosciuto nell'ambito del capitale investito. Per i servizi di distribuzione e misura, invece, poiché non tutte le imprese distributrici applicano i principi contabili internazionali, ha stabilito di adottare anche nell'NPR2 una logica di sostanziale continuità con i criteri utilizzati in passato e di considerare i canoni di *leasing* nell'ambito dei costi operativi riconosciuti, tenuto conto del fatto che l'anno di riferimento per il dimensionamento dei costi operativi riconosciuti (2018) non è stato soggetto all'applicazione del principio contabile IFRS 16. Alle imprese distributrici che adottano i principi contabili internazionali è richiesto, nel corso dell'NPR2, di non dichiarare i canoni di *leasing* operativo posti in essere a partire dal 2019 nell'ambito del capitale investito, ai soli fini tariffari, ancorché capitalizzati nel bilancio di esercizio.

In relazione al trattamento dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori rispetto a quelle specifiche del servizio elettrico, con riferimento al servizio di trasmissione, si è provveduto ad applicare uno *sharing* simmetrico di tali ricavi per il servizio di trasmissione, in continuità con quanto già fatto nel semiperiodo 2016-2019. In proposito, si fa osservare che, a differenza del semiperiodo precedente, l'Autorità ha stabilito di procedere ad aggiornare annualmente i costi operativi riconosciuti, oltre che per l'effetto del *price cap*, anche tenendo conto della variazione annuale dei ricavi netti appena menzionati rilevati dal Gestore del sistema di trasmissione, ai fini della correzione della quota di *sharing* implicitamente considerata nelle tariffe dell'anno precedente. Relativamente al servizio di distribuzione, si è ritenuto opportuno sottoporre a monitoraggio annuale l'andamento di detti ricavi netti per le imprese distributrici che servono almeno 25.000 punti di prelievo e attivare lo *sharing* di tali ricavi, con cadenza annuale, a partire dal primo anno in cui essi risultino superiori allo 0,5% del ricavo ammesso complessivo a copertura dei costi per il servizio di distribuzione.

Per quanto riguarda l'aggiornamento annuale dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi nell'NPR2, l'Autorità ha previsto la conferma dell'ipotesi di determinare l'*X-factor* con l'obiettivo di riassorbire gradualmente, entro il termine dell'NPR2 (vale a dire entro la fine dell'anno 2023), la parte dei recuperi di produttività conseguiti nell'NPR1.

Per l'NPR2, il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti è stato così fissato:

- pari allo 0,4% per il servizio di trasmissione;
- pari all'1,3% per il servizio di distribuzione (inclusi i costi di commercializzazione del servizio);
- pari allo 0,7% per il servizio di misura.

Con riferimento ai criteri generali per la determinazione del costo di capitale riconosciuto per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura, per l'NPR2 la delibera 568/2019/R/eel prevede una sostanziale continuità metodologica con i criteri adottati nel precedente periodo di regolazione, basati su formule di riconoscimento del tipo *rate-of-return*, limitando gli interventi di modifica:

- a una revisione dei meccanismi di riconoscimento dei lavori in corso (LIC) per il servizio di trasmissione;
- all'introduzione di meccanismi di incentivo all'aggregazione tra imprese distributrici;
- in relazione al meccanismo di riconoscimento della maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito alle tipologie di investimenti previsti dall'allegato A alla delibera 29 dicembre 2007, 348/07 e dall'allegato A alla delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11, alla possibilità, per le imprese distributrici interessate, di richiedere il riconoscimento in un'unica soluzione della maggiore remunerazione spettante, con riferimento all'intera durata residua dell'incentivazione.

Ancora, la delibera 568/2019/R/eel, ai fini della copertura degli oneri gravanti sulle imprese distributrici connessi al verificarsi di situazioni eccezionali di morosità in relazione alle tariffe di rete, ha previsto l'introduzione di un meccanismo di recupero dei crediti inesigibili, gestito dalla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) con cadenza annuale, sul modello del riconoscimento dei crediti inesigibili legati al mancato incasso degli oneri generali di sistema previsto con la delibera 1° febbraio 2018, 50/2018/R/eel.

Per quanto riguarda il servizio di connessione, la delibera ha previsto che il termine per la conclusione del procedimento per la razionalizzazione complessiva della disciplina in materia di connessione per punti attivi e passivi e per la revisione dei criteri di allocazione dei costi, avviato con la delibera 16 novembre 2017, 758/2017/R/eel, sia prorogato alla fine del 2021, per tenere conto delle eventuali evoluzioni della disciplina regolatoria che potrebbero rendersi necessarie anche per effetto della trasposizione delle direttive europee 2018/2001/UE e 2019/944/UE.

Applicazione dell'approccio *totex* nel settore elettrico

Con la delibera 9 aprile 2019, 126/2019/R/eel, di avvio del procedimento per l'aggiornamento infra-periodo della regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per gli anni 2020-2023, l'Autorità ha confermato l'intenzione di adottare in maniera graduale l'approccio *totex*, mediante una fase di consultazione specifica con gli operatori, e di introdurre, a partire dall'NPR2, gli strumenti propedeutici necessari a un impianto regolatorio basato su logiche *forward looking* e *output-based*. Nel provvedimento citato, inoltre, l'Autorità indica l'intenzione di applicare in via sperimentale, dall'ultimo anno dell'NPR2,

logiche di riconoscimento della spesa totale nei confronti dell'impresa di trasmissione e di estenderne poi l'applicazione, dal prossimo periodo di regolazione, alle imprese distributrici di energia elettrica di maggiori dimensioni.

Tariffe per il servizio di trasmissione

In esito al processo di consultazione per la definizione dei criteri tariffari per l'NPR2, con la già menzionata delibera 568/2019/R/eel l'Autorità ha determinato le tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione dell'energia elettrica per l'anno 2020 sulla base dei dati economici e patrimoniali comunicati dal Gestore del sistema di trasmissione, ai fini dell'aggiornamento dei ricavi di riferimento a copertura dei costi afferenti all'attività di trasmissione e dei costi sostenuti per lo svolgimento dell'attività di dispacciamento.

A partire dal 2020, come già anticipato in precedenza, sono state riviste le modalità di riconoscimento delle immobilizzazioni in corso relative all'attività di trasmissione. In particolare, sono previste l'esclusione dalla remunerazione in tariffa delle immobilizzazioni in corso, realizzate fino al 31 dicembre 2015 e non ancora entrate in esercizio al 31 dicembre 2019, e la remunerazione in tariffa delle immobilizzazioni in corso, realizzate a partire dal 1° gennaio 2016, applicando tassi di remunerazione differenziati in funzione dell'anzianità delle immobilizzazioni medesime, con azzeramento della remunerazione per gli anni successivi al quarto, ferma restando la facoltà, per il Gestore del sistema di trasmissione, di capitalizzare i relativi interessi passivi in corso d'opera, riconosciuti in via parametrica, in continuità con quanto già previsto nell'NPR1.

Nella medesima delibera 568/2019/R/eel l'Autorità ha accolto l'istanza di Terna di riammissione parziale dell'interconnessione Italia-Montenegro alla lista di interventi strategici del periodo di regolazione 2012-2015, con conseguente remunerazione delle immobilizzazioni in corso nel periodo 2016-2018 e rinuncia espressa agli incentivi ai sensi dell'art. 20 dell'allegato A alla delibera 654/2015/R/eel. Contestualmente, la delibera ha previsto il recupero delle partite economiche relative a riconoscimenti pregressi, e non più dovuti a Terna per le immobilizzazioni in corso nel periodo 2016-2018, riguardanti gli interventi di interconnessione Italia-Montenegro e Italia-Francia.

A partire dal 2020, inoltre, nel perimetro della tariffa di trasmissione è prevista anche la copertura dei costi legati alla partecipazione di Terna al meccanismo *Inter-TSO Compensation*, in precedenza coperta nell'ambito dei corrispettivi per il servizio di dispacciamento, in modo da allineare la regolazione nazionale alle previsioni del regolamento (UE) 943/2019.

Nell'ambito della tariffa di trasmissione sono, inoltre, riconosciuti anche i costi relativi all'attività di misura sostenuti da Terna in conseguenza delle nuove responsabilità assegnate all'impresa a partire dall'anno 2017 e in precedenza in capo alle imprese distributrici.

Con la delibera 568/2019/R/eel, infine, sono anche state determinate le tariffe per il servizio di trasmissione applicate ai clienti finali (c.d. tariffe obbligatorie) per l'anno 2020.

Tariffe per i servizi di distribuzione e misura

In continuità con il precedente semiperiodo di regolazione, anche nell'NPR2 continua a essere previsto il disaccoppiamento tra la tariffa unica applicata ai clienti finali (c.d. tariffa obbligatoria) e le tariffe di riferimento definite per fissare i vincoli ai ricavi ammessi di ciascuna impresa distributrice.

Coerentemente con il quadro normativo sopra richiamato, con riferimento alle imprese che servono oltre 100.000 punti di prelievo, con la delibera 76/2019/R/eel del 5 marzo 2019 sono state determinate in via definitiva le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura per l'anno 2018, mentre con la delibera 117/2019/R/eel del 2 aprile 2019 sono state determinate in via provvisoria quelle per l'anno 2019.

Con la delibera 232/2019/R/eel dell'11 giugno 2019 sono state, inoltre, determinate in via definitiva per il 2018 le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e di misura per le imprese che servono almeno 25.000 e fino a 100.000 punti di prelievo.

Con la più volte citata delibera 568/2019/R/eel del 27 dicembre 2019, infine, sono state determinate le tariffe per i servizi di distribuzione e misura applicate ai clienti finali (c.d. tariffe obbligatorie) per il 2020.

Agevolazioni per le variazioni di potenza impegnata

Come già illustrato nelle *Relazioni Annuali* 2018 e 2019, con l'entrata a regime della nuova struttura delle tariffe di rete sono stati attuati, dal 1° gennaio 2017, interventi atti ad agevolare il cliente finale domestico nell'ottimizzazione della propria spesa per la fornitura di energia elettrica, tramite la ricerca del livello di potenza contrattualmente impegnata maggiormente rispondente alle proprie esigenze (introduzione di livelli di potenza contrattualmente impegnata con un passo più fitto e riduzione per 24 mesi dei costi associati a ogni operazione di variazione di questo aspetto contrattuale a decorrere dal 1° aprile 2017). A fine 2018, con la delibera 18 dicembre 2018, 671/2018/R/eel, la vigenza di tali agevolazioni venne prorogata fino al termine del primo semiperiodo regolatorio (cioè fino al 31 dicembre 2019), al fine di promuoverne un maggiore utilizzo da parte dei clienti.

Nell'ambito delle già menzionate consultazioni svolte nel 2019 ai fini dell'aggiornamento dei criteri tariffari applicabili nel secondo semiperiodo regolatorio (2020-2023), la grande maggioranza degli *stakeholder* ha condiviso la proposta formulata dall'Autorità di prolungare l'applicabilità delle agevolazioni per l'intero periodo quadriennale, ritenendo che la piena comprensione di tali opportunità da parte dei clienti finali domestici necessiti di campagne di comunicazione intense e protratte per periodi prolungati. La delibera 568/2019/R/eel ha, dunque, disposto la proroga fino al 31 dicembre 2023 e, al contempo, l'attivazione nel corso del 2020 del meccanismo di perequazione (già previsto dalla delibera 22 dicembre 2016, 782/2016/R/eel) per compensare gli effetti derivanti dalla mancata applicazione dei contributi in quota fissa, non dovuti tra il 1° aprile 2017 e il 31 dicembre 2019 dalle utenze domestiche che, nel medesimo periodo, abbiano richiesto variazioni della potenza elettrica impegnata.

Altre attività relative al servizio di misura

Nella *Relazione Annuale 2019* (Volume 2) si è dato conto degli orientamenti dell'Autorità in tema di aggiornamento della disciplina per il riconoscimento degli investimenti in sistemi di *smart metering* di seconda generazione (2G), illustrati nel documento per la consultazione 20 marzo 2019, 100/2019/R/eel. A tale documento ha fatto seguito la delibera 16 luglio 2019, 306/2019/R/eel di aggiornamento delle direttive per il riconoscimento dei costi dei sistemi di *smart metering* 2G per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione.

Le proposte presentate nel documento per la consultazione 100/2019/R/eel nascevano dalla necessità di evitare il cosiddetto rischio di un Paese a due velocità, ovvero che nel territorio nazionale si mantenesse, anche per la seconda generazione dei sistemi di *smart metering* dell'energia elettrica, la stessa distanza temporale (circa 5 anni) tra diversi operatori che aveva caratterizzato la prima generazione; ciò, infatti, avrebbe comportato che parte degli utenti potesse accedere ai benefici garantiti dai sistemi di *smart metering* 2G con notevole ritardo rispetto agli utenti che già ne usufruiscono.

A tale scopo, con la delibera 16 luglio 2019, 306/2019/R/eel, sono state definite le seguenti tempistiche, valide per tutte le imprese distributrici di energia elettrica con più di 100.000 clienti:

- l'avvio dei piani di messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G dovrà avvenire al più tardi dal 2022;
- la fase massiva di sostituzione dei misuratori già esistenti dovrà concludersi entro il 2026 per il 95% dei misuratori (stessa percentuale utilizzata per la prima generazione). È anche previsto un target del 90% di sostituzioni al 2025;
- è stata definita una nuova modalità di calcolo del cosiddetto piano convenzionale (PCO2, utilizzato come riferimento per modulare i riconoscimenti di costo), che comporta un effetto di accorciamento di tre anni del *gap* temporale implicito nel precedente meccanismo definito con la delibera 10 novembre 2016, 646/2016/R/eel.

Inoltre, con la citata delibera 306/2019/R/eel l'Autorità ha dato seguito, tenendo conto delle osservazioni pervenute, alle proposte in tema di meccanismi di riconoscimento dei costi e di penalità per mancato avanzamento del piano di messa in servizio o per mancato rispetto dei livelli attesi di *performance* dei sistemi di *smart metering* 2G. È stato, tra l'altro, previsto che, a partire dal 4° anno di ciascun piano di messa in servizio, vengano introdotte penalità di natura tariffaria per mancato rispetto dei livelli di *performance* attesi dei sistemi di *smart metering* 2G, mentre nei primi tre anni del piano si effettua un monitoraggio.

A tale scopo, la determina del Direttore DIEU 23 dicembre 2019, 7/2019 ha individuato le modalità operative per il calcolo dei livelli di servizio relativi alla telelettura e alla telegestione, rilevanti ai fini dell'eventuale applicazione delle penalità.

Infine, con la delibera 15 ottobre 2019, 409/2019/R/eel l'Autorità ha concluso il procedimento avviato con la delibera 28 aprile 2017, 289/2017/R/eel in tema di definizione della versione 2.1 degli *smart meter* 2G. Nel corso di tale procedimento, l'Autorità si è avvalsa della collaborazione di un Nucleo tecnico dell'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni (Agcom; si veda anche la *Relazione Annuale 2019*, Volume 2, in relazione al documento per la consultazione 11 aprile 2018, 245/2018/R/eel), organizzando un seminario tecnico per presentare i risultati del monitoraggio della *performance* di comunicazione tra *smart meter* e dispositivi di utenza interoperabili (*chain 2*) grazie al protocollo di comunicazione standardizzato predisposto dal Comitato elettrotecnico italiano (CEI).

Alla luce dei risultati positivi di tale monitoraggio, l'Autorità ha chiuso il procedimento senza modificare i requisiti funzionali degli *smart meter* 2G fissati dalla delibera 8 marzo 2016, 87/2016/R/eel, ma invitando comunque gli operatori a effettuare, in sede di standardizzazione tecnica, una verifica di fattibilità di soluzioni innovative (c.d. coprimorsetto *smart*) per accogliere le nuove opportunità delle tecnologie di comunicazione elettronica, con particolare riferimento al protocollo di comunicazione su banda licenziata (c.d. *Narrow-Band Internet of Things* – NB-IoT).

Ulteriori attività svolte

Con le delibere 21 maggio 2019, 186/2019/R/eel e seguenti, 4 giugno 2019, 215/2019/R/eel e seguenti e 25 giugno 2019, 255/2019/R/eel e seguenti, l'Autorità ha approvato, nei confronti di 18 imprese distributrici, il riconoscimento della maggiore remunerazione, di cui al comma 13.1 dell'allegato A alla delibera 654/2015/R/eel, riferita agli investimenti incentivati entrati in esercizio nel periodo di regolazione 2012-2013, per l'anno tariffario 2018.

Iniziative a sostegno della mobilità elettrica

Come riferito nelle *Relazioni Annuali* pubblicate tra il 2011 e il 2016, fin dal 2010 l'Autorità ha assunto iniziative a sostegno dello sviluppo della mobilità elettrica, con riferimento sia alla ricarica "privata" dei veicoli, sia a quella "pubblica" (cioè in luoghi accessibili al pubblico), in una fase in cui ancora non erano entrate in vigore specifiche normative nazionali ed europee. Queste tematiche sono state nuovamente affrontate nell'ambito del procedimento avviato nel 2019 per l'aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e di misura dell'energia in vigore nel periodo di regolazione 2016-2023: l'Autorità ha avviato una consultazione pubblica, articolata in due fasi successive, tramite i documenti per la consultazione 23 luglio 2019, 318/2019/R/eel e 21 novembre 2019, 481/2019/R/eel.

In coerenza con quanto previsto anche dal Quadro strategico, una sezione di entrambi i suddetti documenti è stata espressamente dedicata ai temi della mobilità sostenibile, con l'obiettivo di prospettare eventuali interventi di modifica e innovazione della disciplina tariffaria, attuabili nel corso del quadriennio 2020-2023, in grado di superare possibili attuali ostacoli alla diffusione della mobilità elettrica. A tale fine, sono state illustrate e analizzate otto "ipotesi di lavoro", elaborate anche alla luce dell'evoluzione avvenuta nel periodo 2016-2019 sul fronte della normativa primaria (recepimento della direttiva europea 2014/94/UE), degli obiettivi energetico-climatici al 2030 (PNIEC) e delle valutazioni compiute dall'Autorità negli ultimi anni in merito alle connessioni tra sistema tariffario per l'energia elettrica e costi della ricarica dei veicoli in luoghi pubblici o privati. Le ipotesi di lavoro sono state formulate in modo tale da garantire il rispetto di alcuni principi fondamentali:

- evitare l'introduzione di distorsioni al principio generale di aderenza delle tariffe ai costi dei servizi;
- non indurre una crescita ingiustificata e inefficiente dei costi per servizi di rete;
- stimolare il ricorso ad approcci efficienti e il più possibile "tecnologicamente neutrali";
- limitare il rischio che possano insorgere abusi e conseguenti costi amministrativi per le attività di controllo.

Le osservazioni e i commenti trasmessi dagli *stakeholder* in risposta alla consultazione hanno messo in evidenza la molteplicità di opzioni e di problematiche applicative che devono essere considerate con attenzione prima

di poter eventualmente implementare alcune delle ipotesi di lavoro suggerite. Con la delibera 568/2019/R/eel, l'Autorità ha, dunque, concluso di affidare al Direttore DIEU l'incarico di costituire e coordinare specifici tavoli tecnici a cui affidare la valutazione approfondita degli aspetti applicativi funzionali all'introduzione di eventuali ulteriori misure in grado di rimuovere ostacoli di carattere tariffario alla diffusione della mobilità sostenibile. Tale incarico risulta, altresì, funzionale alla definizione, con successivo provvedimento da adottarsi entro il 30 giugno 2020, di requisiti minimi che dovranno essere rispettati dai clienti connessi in bassa tensione che, a parità di potenza contrattualmente impegnata, facciano richiesta di una maggiore disponibilità di potenza prelevabile, ai fini della ricarica di veicoli elettrici, nella fascia oraria notturna/festiva (F3) e fino a un valore finale di potenza disponibile non superiore a 6 kW.

Con il medesimo provvedimento è stato, inoltre, ritenuto opportuno prorogare fino al 31 dicembre 2023 la vigente disciplina relativa alle tariffe di trasmissione, distribuzione e misura applicabili ai punti di prelievo dedicati in via esclusiva alla ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico, apportando solo minimi aggiornamenti alla definizione di infrastruttura di ricarica pubblica e ai criteri di calcolo, per tenere conto dell'evoluzione intervenuta sia nella normativa primaria di riferimento, sia nella tipologia delle infrastrutture di ricarica più diffuse.

Determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori non trasferite a Enel

L'attuale regime di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori non trasferite all'Enel (IEM), definito dall'art. 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, prevede che, con cadenza annuale, su proposta di CSEA, l'Autorità (subentrata in tale funzione al Comitato interministeriale dei prezzi – CIP – ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481) stabilisca entro ogni anno, sulla base del bilancio dell'anno precedente, l'acconto per l'anno in corso e il conguaglio per l'anno precedente da corrispondere a titolo di integrazione tariffaria alle medesime imprese a copertura dei costi (non coperti dai ricavi di vendita di energia elettrica) sostenuti per lo svolgimento dell'attività di produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica.

Già nel corso del 2018, l'Autorità, con la delibera 11 aprile 2018, 239/2018/R/eel, aveva fissato, in via provvisoria, le aliquote di integrazione tariffaria spettanti all'impresa elettrica minore SIPPIC, ai sensi della legge n. 10/1991, per gli anni dal 2009 al 2013. L'Autorità è giunta alla fissazione provvisoria delle aliquote per i suddetti anni a seguito di complesse attività istruttorie condotte da CSEA a partire dal 2012 e a valle della sentenza n. 3/2015 del Consiglio di Stato, che ha chiuso il contenzioso promosso dalla società sulle determinazioni delle aliquote tariffarie fino al 2008 e ha confermato la correttezza dell'impostazione seguita nel procedimento istruttorio da CSEA. Successivamente, quindi, con la delibera 5 marzo 2019, 77/2019/R/eel, l'Autorità ha determinato, in via definitiva, le aliquote di integrazione tariffaria relative agli anni dal 2009 al 2013 per SIPPIC.

Determinazione del tasso di remunerazione del patrimonio netto per gli anni compresi nel periodo 2016-2018, per le imprese elettriche minori non trasferite all'Enel

Con la delibera 12 febbraio 2019, 46/2019/R/eel, l'Autorità ha dato disposizioni a CSEA in merito al tasso di remunerazione del patrimonio netto per gli anni compresi nel periodo 2016-2018, per le imprese elettriche minori

non trasferite all'Enel: in particolare, il provvedimento dispone che CSEA, nella formulazione delle proposte ai fini della determinazione da parte dell'Autorità delle aliquote di integrazioni tariffarie alle IEM, tenga conto di una remunerazione del patrimonio netto negli anni successivi al 2015 secondo i parametri aggiornati dall'Autorità con la delibera 2 dicembre 2015, 583/2015/R/com.

Le modalità di remunerazione del patrimonio netto per la determinazione delle integrazioni tariffarie spettanti alle IEM erano state inizialmente determinate con la delibera 26 luglio 2000, 132/00, con cui l'Autorità aveva individuato una metodologia coerente con quella utilizzata per le determinazioni tariffarie di carattere generale, in particolare legando i parametri rilevanti per la determinazione del tasso di remunerazione da applicare al patrimonio netto delle IEM ai medesimi parametri fissati per la determinazione della remunerazione del capitale investito nel servizio di distribuzione elettrica.

Con successivi provvedimenti, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare la formula per la remunerazione del patrimonio netto ai fini della determinazione delle integrazioni tariffarie per le IEM, sulla base dei parametri stabiliti per i diversi periodi di regolazione dei servizi di distribuzione elettrica.

Con la citata delibera 583/2015/R/com, l'Autorità ha operato, a valere per il periodo 2016-2021, una revisione complessiva delle modalità di determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito ai fini regolatori per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e del gas, mirata all'unificazione di tutti i parametri utilizzati per la determinazione del suddetto tasso, a eccezione di quelli specifici dei singoli servizi.

Con la delibera 12 febbraio 2019, 46/2019/R/eel, dunque, l'Autorità ha dato disposizioni a CSEA affinché, nella formulazione delle proposte ai fini della determinazione da parte dell'Autorità delle aliquote per la corrispondenza delle integrazioni tariffarie alle IEM, tenga conto – per il periodo 2016-2018 – di una remunerazione del patrimonio netto calcolata sulla base dei parametri aggiornati con la delibera 583/2015/R/com, rinviando a un successivo provvedimento eventuali revisioni nel merito delle modalità di remunerazione del patrimonio netto delle IEM in esito alla conclusione del procedimento di riforma del sistema di integrazione tariffaria per tali imprese, di cui alla delibera 18 settembre 2014, 447/2014/R/eel.

Perequazione specifica aziendale di cui all'art. 49 della delibera 30 gennaio 2004, 5/04

Con la delibera 29 marzo 2018, 178/2018/R/eel, l'Autorità ha proceduto alla fissazione dell'importo di perequazione specifica aziendale spettante alla società Megareti (già AGSM Verona) per l'anno 2004, concludendo il procedimento avviato ai sensi della delibera 22 giugno 2004, 96/04.

In generale, il regime di perequazione specifica aziendale (PSA) è destinato a coprire lo scostamento dei costi di distribuzione effettivi dai costi di distribuzione riconosciuti dai vincoli tariffari, non coperti dai meccanismi del regime generale di perequazione.

Nel caso specifico, sulla base delle risultanze di una prima attività istruttoria condotta da CSEA, gli Uffici dell'Autorità avevano inizialmente comunicato l'inammissibilità dell'istanza di partecipazione della società al regime di PSA di cui alle delibere 30 gennaio 2004, 5/04 e 22 giugno 2004, 96/04; tale comunicazione di

inammissibilità al regime di PSA era stata impugnata dalla società davanti al TAR Lombardia. Successivamente, in data 19 giugno 2015, la società aveva presentato all'Autorità istanza per la rivalutazione dell'ammissione al regime di PSA sulla base di una nuova valutazione degli elementi rilevanti, alla luce dei quali è stata richiesta a CSEA una nuova istruttoria in merito. Sulla base delle risultanze istruttorie relative all'ammissibilità della nuova istanza della società, trasmesse da CSEA con la comunicazione del 6 novembre 2017, gli Uffici dell'Autorità hanno comunicato alla società l'ammissione della sua istanza al regime di PSA, rilevando uno scostamento massimo ammissibile tra i costi riconosciuti dal sistema tariffario e i ricavi ammessi perequati relativi al 2004. Alla luce di successive informazioni trasmesse dalla società e delle ulteriori risultanze istruttorie da parte di CSEA, che risultano giustificare interamente lo scostamento rilevato, con la citata delibera 178/2018/R/eel, l'Autorità ha fissato il valore di PSA spettante alla società Megareti, con riferimento al valore complessivo del ricavo ammesso perequato dell'anno 2004.

Con la delibera 9 luglio 2019, 304/2019/R/eel, l'Autorità ha, quindi, provveduto ad aggiornare il valore di PSA fissato dalla delibera 178/2018/R/eel per Megareti per gli anni dal 2005 al 2011 e ha disposto la corresponsione alla società, da parte di CSEA, degli importi di PSA spettanti.

Rilascio dell'intesa al Ministero dell'economia e delle finanze per l'approvazione del bilancio di CSEA

Con la delibera 9 luglio 2019, 299/2019/I, l'Autorità ha rilasciato al Ministero dell'economia e delle finanze (MEF) l'intesa in ordine all'approvazione del bilancio 2018 della Cassa per i servizi energetici e ambientali e ha definito l'aliquota per il ricavo commissionale a copertura dei costi di funzionamento per l'esercizio 2019, in conformità con quanto disposto dalla legge 28 dicembre 2015, n. 208 (legge di stabilità 2016).

Tale legge, all'art. 1, comma 670, ha trasformato, a decorrere dal 1° gennaio 2016, la Cassa conguaglio per il settore elettrico in un ente pubblico economico, denominato Cassa per i servizi energetici e ambientali, operante con autonomia organizzativa, tecnica e gestionale e sottoposto alla vigilanza del Ministero dell'economia e delle finanze e dell'Autorità. Il riassetto organizzativo conseguente alla trasformazione di CSEA in ente pubblico economico è stato completato con l'approvazione del Regolamento di amministrazione e contabilità di CSEA da parte dell'Autorità, d'intesa con il MEF, e con la redazione dello Statuto.

Il rilascio dell'intesa per l'approvazione del bilancio di CSEA prevede, da parte di quest'ultima, la corretta rappresentazione, per l'anno di riferimento, della situazione finanziaria, economica e patrimoniale, nonché il rispetto, sulla base della relazione al bilancio da parte del Collegio dei revisori, dei criteri stabiliti dallo Statuto, dal Regolamento di amministrazione e contabilità e dai principi contabili nazionali formulati dall'Organismo italiano di contabilità (OIC).

Parallelamente, l'art. 7, comma 2, del Regolamento di amministrazione e contabilità stabilisce che, contestualmente al rilascio dell'intesa al MEF sul bilancio di esercizio, l'Autorità autorizzi CSEA a effettuare un prelievo di natura commissionale sui conti di gestione a copertura dei costi di funzionamento dell'anno in corso; tale prelievo costituisce un ricavo di funzionamento e deve essere commisurato agli importi riscossi ed erogati nell'esercizio precedente a quello di riferimento con aliquota determinata dall'Autorità con propria delibera.

Al fine di allineare i costi previsti nel budget a quelli sostenuti nei primi mesi dell'esercizio 2019, nel corso dell'anno CSEA ha trasmesso agli Uffici dell'Autorità l'aggiornamento del budget economico 2019, su cui il Collegio dei revisori ha espresso parere favorevole e in cui sono riportati i costi e le imposte afferenti all'attività di funzionamento di CSEA per l'esercizio 2019, nonché i proventi finanziari sul patrimonio netto e gli altri ricavi afferenti, anche in questo caso, all'attività di funzionamento dell'ente.

Con la delibera 299/2019/I, dunque, contestualmente al rilascio dell'intesa al MEF per l'approvazione del bilancio 2018 di CSEA, in considerazione degli importi riportati nel budget economico 2019 inviato da CSEA, l'Autorità ha autorizzato quest'ultima a effettuare un prelievo di natura commissionale sui conti di gestione, definendone l'aliquota, per la copertura dei costi di funzionamento per l'esercizio 2019.

Oneri generali di sistema

Recupero delle manovre straordinarie del secondo semestre del 2018

Come riportato nella *Relazione Annuale* 2019 (Volume 2, Capitolo 3), nel secondo semestre 2018 l'Autorità, al fine di mitigare gli impatti di una congiuntura fortemente rialzista in merito ai prezzi delle *commodity* energetiche sul costo finale dell'energia elettrica per gli utenti finali, ha adottato una serie di misure straordinarie in relazione agli oneri generali di sistema del settore elettrico (cfr. le delibere 28 giugno 2018, 359/2018/R/com e 27 settembre 2018, 475/2018/R/com).

In particolare, a partire dal 1° luglio 2018:

- sono state annullate le aliquote della componente tariffaria A_{RIM} per tutte le tipologie di utenze, domestiche e non domestiche;
- sono state ridotte le aliquote espresse in centesimi di euro/kWh della componente tariffaria A_{SOS} per tutti gli utenti domestici, in misura dell'11% rispetto a quelle in vigore al 30 giugno 2018.

A partire dal primo trimestre del 2019 è stato avviato il percorso di adeguamento degli oneri, necessario per garantire il recupero del mancato gettito derivante dalle manovre straordinarie di cui alle delibere 359/2018/R/com e 475/2018/R/com.

Con la delibera 27 dicembre 2018, 711/2018/R/com, prima, e con la delibera 26 marzo 2019, 107/2019/R/com, poi, sono state attuate disposizioni per permettere il recupero del mancato gettito determinatosi nel secondo semestre del 2018 a seguito delle sopra ricordate manovre straordinarie, nonché, in relazione alle aliquote variabili della componente tariffaria A_{SOS} , al fine di riassorbire gli effetti della diversità di trattamento tra utenti domestici e non domestici derivante dalle stesse manovre.

Con le successive delibere 25 giugno 2019, 262/2019/R/com e 24 settembre 2019, 382/2019/R/com, l'Autorità, avendo completato gli adeguamenti necessari al recupero del mancato gettito delle manovre del secondo semestre del 2018, ha proceduto ai primi ordinari aggiornamenti conseguenti all'analisi del confronto tra gettiti e fabbisogno previsti, stabilendo una prima riduzione di alcuni elementi delle componenti tariffarie A_{SOS} e A_{RIM} .

Alla fine del 2019, dunque:

- risultano riassorbiti gli effetti della diversità di trattamento tra utenti domestici e non domestici derivanti dalle manovre del secondo semestre del 2018;
- risulta completato, in termini complessivi, il recupero del mancato gettito derivante dalle medesime manovre.

Nelle tavole 3.1, 3.2 e 3.3 sono riportati, per tipologia di clienti, i volumi di energia prelevata e di potenza impegnata, il numero dei punti di prelievo e l'allocazione degli oneri generali per l'anno 2019.

TAV. 3.1 Oneri generali ^(A)

	TIPOLOGIE	ENERGIA PRELEVATA		POTENZA		PUNTI DI PRELIEVO		A _{TOT} SENZA EFFETTO ENERGIVORI	
		TWh	%	GW	%	N.	%	M€	%
Clienti domestici	Residenti	52,02	19,67	75,45	41,72	23.821.316	65,16	2.097,54	14,22
	Non residenti	6,56	2,48	19,05	10,53	5.730.312	15,67	984,01	6,67
	Totale domestici	58,58	22,15	94,50	52,25	29.551.628	80,83	3.081,55	20,89
Clienti non domestici	Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	5,11	1,93	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	309,75	2,10
	Clienti non domestici di bassa tensione (esclusa illuminazione pubblica)	69,20	26,16	52,10	28,81	6.906.949	18,89	5.057,37	34,29
	Clienti di media tensione (esclusa illuminazione pubblica)	95,12	35,96	25,41	14,05	100.572	0,28	4.918,49	33,35
	Clienti di alta e altissima tensione (inclusi consumi trazione ferroviaria)	36,49	13,79	8,85	4,89	1.029	0,00	1.382,37	9,37
	Totale non domestici	205,92	77,85	86,36	47,75	7.008.550	19,17	11.667,98	79,11
	TOTALE	264,49	100,00	180,86	100,00	36.560.178	100,00	14.749,53	100,00

(A) Nei dati esposti non sono considerati gli effetti delle agevolazioni agli energivori e dell'elemento A_{ESOS} (della componente A_{SOS}) a copertura delle medesime agevolazioni.

Fonte: ARERA.

TAV. 3.2 Effetto energivori: agevolazioni agli energivori ed elemento A_{ESOS} (della componente A_{SOS}) a copertura delle medesime agevolazioni

	TIPOLOGIE	CLIENTI NON ENERGIVORI (PAGATORI A_{ESOS})				CLIENTI ENERGIVORI			
		ENERGIA PRELEVATA (TWh)	POTENZA IMPEGNATA (GW)	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO	A_{ESOS} (M€)	ENERGIA PRELEVATA (TWh)	POTENZA IMPEGNATA (GW)	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO	AGEVOLAZIONI (M€)
Clienti domestici	Residenti	52,02	75,45	23.821.316	427,34	-	-	-	-
	Non residenti	6,56	19,05	5.730.312	56,26	-	-	-	-
	Totale domestici	58,58	94,50	29.551.628	483,60	-	-	-	-
Clienti non domestici	Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	5,11	n.d.	n.d.	47,85	-	-	-	-
	Clienti non domestici di bassa tensione (esclusa illuminazione pubblica)	69,03	52,05	6.903.288	739,47	0,17	0,05	3.661	-5,01
	Clienti di media tensione (esclusa illuminazione pubblica)	69,28	18,90	95.072	613,83	25,84	6,51	5.500	-798,71
	Clienti di alta e altissima tensione (inclusi consumi trazione ferroviaria)	8,45	2,68	706	31,27	28,04	6,18	323	-1.026,24
	<i>Gettito extra- tariffario da contributo imprese energivore in classe VAL</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>-</i>	<i>146,11</i>
	Totale non domestici	151,87	73,63	6.999.066	1.432,43	54,05	12,74	9.484	-1.683,84
TOTALE	210,44	168,13	36.550.694	1.916,03	54,05	12,74	9.484	-1.683,84	

Fonte: ARERA.

TAV. 3.3 Distribuzione fissa/variabile (comprensiva di A_{ESOS} e di agevolazioni per gli energivori)

	TIPOLOGIE	A_{SOS}			A_{RIM}				
		M€	% PER P.P.	% PER kW	% PER kWh	M€	% PER P.P.	% PER KW	% PER kWh
Clienti domestici	Residenti	1.895,24	0,00	0,00	100,00	629,65	0,00	0,00	100,00
	Non residenti	959,72	74,54	0,00	25,46	80,54	0,77	0,00	99,23
	Totale domestici	2.854,96	25,06	0,00	74,94	710	0,09	0,00	99,91
Clienti non domestici	Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	297,99	0,00	0,00	100,00	59,61	0,00	0,00	100,00
	Clienti non domestici di bassa tensione (esclusa illuminazione pubblica)	4.475,66	2,68	24,20	73,12%	1.316,17	7,34	67,57	25,09
	Clienti di media tensione (esclusa illuminazione pubblica)	3.907,07	1,07	9,71	89,22%	826,55	4,51	47,45	48,04
	Clienti di alta e altissima tensione (inclusi consumi trazione ferroviaria)	280,59	2,26	7,50	90,25	106,82	7,68	74,79	17,53
	<i>Gettito extra-tariffario da contributo imprese energivore in classe VAL</i>	<i>146,11</i>	-	-	-	-	-	-	-
	Totale non domestici	9.107,41	1,87	16,56	81,57	2.309,15	6,15	58,96	34,89
	TOTALE	11.962,37	7,48	12,56	79,97	3.019,34	4,73	45,09	50,18

Fonte: ARERA.

La tavola 3.4 riporta, per tipologie contrattuali, l'allocazione dei gettiti degli oneri generali distinti per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura nell'anno 2019.

TAV. 3.4 Distribuzione fissa/variabile (tariffe per trasmissione, distribuzione e misura)

TIPOLOGIE	TRAS.		DIS.		MIS.		UC3 + UC6		SERVIZI DI RETE					TOT.
	M€	%	M€	%	M€	%	M€	%	M€	%	% PER P.P.	% PER kW	% PER kWh	
Totale domestici	412	22,9	2.102	45,1	504	75,4	48	34,0	3.079	42,3	19,5	65,4	15,2	100,0
Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	39	2,1	64	1,4	3	0,4	4	2,6	107	1,5	0,0	0,0	100,0	100,0
Clienti non domestici di bassa tensione (esclusa illuminazione pubblica)	494	27,5	1.678	36,0	138	20,6	54	38,2	2.370	32,6	7,3	67,6	25,1	100,0
Clienti di media tensione (esclusa illuminazione pubblica)	639	35,6	793	17,0	23	3,5	30	21,3	1.488	20,4	4,5	47,5	48,0	100,0
Clienti di alta e altissima tensione (inclusi consumi trazione ferroviaria)	213	11,9	26	0,5	1	0,1	5	3,8	233	3,2	9,1	76,0	14,9	100,0
Totale non domestici	1.386	77,1	2.560	54,9	165	24,6	94	66,0	4.200	57,7	6,2	59,2	34,6	100,0
TOTALE	1.797	100,0	4.662	100,0	669	100,0	142	100,0	7.279	100,0	11,8	61,8	26,4	100,0

Fonte: ARERA.

Oneri connessi con le attività nucleari residue (conto A2)

Come già evidenziato nella *Relazione Annuale 2019* (Volume 2, Capitolo 3), il programma a vita intera presentato da Sogin con comunicazione 16 novembre 2017 – dopo la proroga richiesta di un anno, concessa dall’Autorità “a condizione che tale anno sia fruttuosamente dedicato a porre le basi per la presentazione di un programma a vita intera che segni una definitiva discontinuità” – necessitava di integrazioni e/o rettifiche, “in relazione ad alcune ipotesi in esso contenute (in particolare sull’iter per l’individuazione del sito per il Deposito nazionale o sul potenziamento dell’organico di ISIN), nonché ai risultati delle azioni che Sogin ha intrapreso (o intendeva intraprendere) in merito ad alcune raccomandazioni della peer review” (cfr. delibera 27 novembre 2018, 606/2018/R/eel).

Ai fini della definizione del nuovo periodo di regolazione, l’Autorità, con la suddetta delibera 606/2018/R/eel, ha pertanto richiesto a Sogin di integrare e/o rettificare, ove necessario, entro il 30 giugno 2019, il programma a vita intera presentato con la comunicazione 16 novembre 2017, includendo almeno alcuni aggiornamenti, stime e/o proposte (cfr. punto 2 della delibera).

Con la medesima delibera 606/2018/R/eel, l'Autorità ha previsto per gli anni 2018 e 2019 l'estensione dei Criteri di efficienza economica del secondo periodo regolatorio⁷, rimandando l'avvio del nuovo periodo di regolazione al 1° gennaio 2020.

In particolare, l'Autorità ha previsto per il 2018 la transitoria sospensione del meccanismo di premi-penalità per l'avanzamento delle attività di smantellamento, di cui all'art. 9 dei suddetti Criteri, mentre ha disposto per il 2019 che essi siano applicati *"fatta salva la possibilità di adottare eventuali ulteriori misure per rafforzare la regolazione della commessa nucleare, anche a seguito di approfondimenti tecnici con l'Ispettorato per la sicurezza nucleare e la radioprotezione (ISIN) in relazione alle priorità di sicurezza nucleare"*.

Con la delibera 439/2019/R/eel, l'Autorità ha determinato a consuntivo gli oneri nucleari per l'anno 2018 solo nell'ottobre 2019, dati i tempi prolungati con cui Sogin ha fornito risposte alle richieste degli Uffici competenti. Tale istruttoria ha riguardato commesse i cui costi si prolungano anche nel 2019, e pertanto ciò ha influito negativamente anche sui tempi per la determinazione a preventivo degli oneri nucleari per il 2019.

Peraltro, Sogin ha trasmesso all'Autorità la documentazione ai fini di quanto richiesto dal punto 2 della delibera 606/2018/R/eel solo in data 17 settembre 2019, in ritardo rispetto alla scadenza prevista; si è, inoltre, evidenziato che le risposte fornite da Sogin in merito alle richieste esplicitate nella delibera necessitavano di ulteriori approfondimenti e integrazioni.

Per quanto riguarda il 2019, i ritardi in relazione all'adempimento, da parte di Sogin, di quanto richiesto al punto 2 della delibera 606/2018/R/eel hanno di fatto reso impraticabile l'adozione di ulteriori misure, come inizialmente previsto al punto 15 della delibera stessa.

Pertanto, con la delibera 440/2019/R/eel l'Autorità:

- ha dato mandato alla Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling di completare, entro il 30 novembre 2019, gli opportuni approfondimenti istruttori sulla documentazione presentata da Sogin con la comunicazione del 17 settembre 2019 in risposta al punto 2 della delibera 606/2018/R/eel, procedendo a richiedere a Sogin, entro il medesimo termine, tutte le integrazioni necessarie;
- ha previsto che Sogin renda disponibili le risposte alle richieste di cui al punto precedente contestualmente alla presentazione del consuntivo 2019, che, ai sensi del comma 11.1, lettera c), dei Criteri di efficienza economica, deve essere presentato entro il 28 febbraio 2020;
- ha previsto che, qualora Sogin non fornisca entro la scadenza stabilita risposte complete e adeguate a quanto richiesto dalla Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling, vengano valutati i presupposti per l'avvio di un procedimento ai fini dell'applicazione delle sanzioni amministrative di cui all'art. 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/1995.

Con la medesima delibera 440/2019/R/eel, l'Autorità, pur non disponendo di un quadro sufficientemente completo sul più lungo termine per la mancanza di un programma a vita intera integrato o rettificato in relazione a quanto richiesto dal punto 2 della delibera 606/2018/R/eel, al fine di proseguire con trasparenza il monitoraggio

⁷ L'Autorità, con delibera 9 maggio 2013, 194/2013/R/eel, ha approvato i Criteri per il riconoscimento degli oneri conseguenti alle attività di smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse e di chiusura del ciclo del combustibile e alle attività connesse e conseguenti, di cui alla legge 17 aprile 2003, n. 83 (c.d. Criteri di efficienza economica).

dell'avanzamento della commessa nucleare, almeno in relazione al rispetto dei programmi di *decommissioning* che Sogin stessa si è data, ha proceduto alla determinazione a preventivo degli oneri nucleari per l'anno 2019.

Allo scopo di bilanciare l'esigenza di tutelare l'utente elettrico che finanzia la commessa nucleare, da una parte, e di assicurare l'equilibrio economico-finanziario di Sogin, dall'altra, vista l'impossibilità di adottare a preventivo per il 2019 le misure preannunciate dal punto 15 della delibera 606/2018/R/eel, l'Autorità ha, altresì, definito opportune implementazioni ai già citati criteri regolatori, da applicare in sede di approvazione del consuntivo 2019, qualora l'avanzamento dei progetti strategici della commessa nucleare nel corso dell'anno risulti significativamente inferiore rispetto al preventivo approvato con il medesimo provvedimento.

Con la comunicazione 20 novembre 2019, la Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling ha inviato a Sogin la richiesta di integrazioni e chiarimenti in merito alla documentazione trasmessa ai sensi del punto 2 della delibera 606/2018/R/eel, in esito agli approfondimenti istruttori e secondo il mandato di cui alla delibera 440/2019/R/eel.

Si segnala, infine, che anche nel corso del 2019 non si sono registrati progressi significativi nel processo per la realizzazione del Deposito nazionale dei rifiuti radioattivi.

Oneri in capo al conto A3

Nell'anno 2019 gli oneri posti in capo al conto A3 in relazione all'incentivazione delle fonti assimilate e rinnovabili si sono attestati a un livello analogo a quello del 2018, come già evidenziato nella *Relazione Annuale 2019* (Volume 2, Capitolo 3).

Per la parte relativa agli oneri per l'incentivazione delle fonti assimilate e rinnovabili, pertanto, risulta ormai sanato il deficit pregresso del conto A3. Il livello dell'elemento A_{ESOS} attualmente vigente sta, inoltre, progressivamente compensando gli squilibri della parte relativa alle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica.

Come già sottolineato nella *Relazione Annuale* dell'anno precedente, la buona liquidità del conto A3 e la stabilizzazione del fabbisogno economico del conto A3 in relazione all'incentivazione delle fonti assimilate e rinnovabili hanno consentito di sostenere la riduzione di gettito della componente A_{SOS} in relazione agli utenti domestici, derivante dalle manovre straordinarie adottate nel secondo semestre del 2018, nonché la riduzione delle aliquote della medesima componente per gli utenti non domestici decisa a partire dal 1° gennaio 2019 con la delibera 27 dicembre 2018, 711/2018/R/com.

Tale delibera ha confermato il valore delle aliquote espresse in centesimi di euro/kWh della componente tariffaria A_{SOS} per le utenze domestiche previsto per il secondo semestre del 2018 dalle delibere 359/2018/R/com e 475/2018/R/com, al fine di riassorbire, entro la fine del 2019, gli effetti della diversità di trattamento tra utenti domestici e non domestici derivante dalle disposizioni delle delibere stesse. Questa finalità è stata rafforzata con la successiva delibera 26 marzo 2019, 107/2019/R/com, di aggiornamento degli oneri generali per il secondo trimestre del 2019, che ha previsto un aumento delle aliquote variabili della componente tariffaria A_{SOS} per i soli utenti domestici, lasciando invariate le aliquote della componente per gli altri utenti.

Come già ricordato (si veda il precedente punto "Recupero delle manovre straordinarie del secondo semestre del 2018"), con le suddette delibere 711/2018/R/com e 107/2019/R/com l'Autorità ha completato gli adeguamenti necessari al recupero del mancato gettito delle manovre del secondo semestre del 2018; a partire dal terzo trimestre del 2019, pertanto, è stato possibile procedere a ordinari aggiornamenti, conseguenti all'analisi del confronto tra gettiti e fabbisogno previsti.

In particolare, con la delibera 262/2019/R/com, di aggiornamento degli oneri generali per il terzo trimestre del 2019, invece, il livello dell'elemento A_{3+SOS} della componente tariffaria A_{SOS} è stato adeguato in diminuzione, per tutti gli utenti, al fine di riallineare le previsioni di gettito e oneri di competenza alla fine dell'anno. Tale livello è stato poi confermato anche per il quarto trimestre del 2019 (si veda la delibera 382/2019/R/com).

La successiva tavola 3.5 sintetizza gli oneri posti in capo al conto A3 nel 2019 (dati di preconsuntivo) confrontati con quelli del 2018.

TAV. 3.5 Dettaglio degli oneri in capo al conto A3, in milioni di euro

ONERI DI COMPETENZA	2018		2019	
	VALORE	QUOTA (%)	VALORE	QUOTA (%)
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP6 ⁽¹⁾	104	0,90	20	0,18
Ritiro certificati verdi	106	0,92	6	0,05
Conversione CV in incentivi	3.006	25,96	2.633	23,00
Fotovoltaico	5.806	50,15	5.924	51,77
Ritiro dedicato	6	0,05	28	0,24
Tariffa omnicomprensiva	1.823	15,74	1.908	16,68
Scambio sul posto	92	0,79	136	1,19
FER incentivi amministrati	462	3,99	565	4,94
Altro (compreso funzionamento GSE)	3	0,03	3	0,03
Totale rinnovabili	11.408	98,53	11.223	98,08
Compravendita energia elettrica assimilata CIP6	159	1,38	168	1,47
Oneri CO ₂ assimilate	20	0,17	49	0,43
Recuperi/rimborsi partite pregresse CIP6 (oneri CO ₂ e altro)	-9	-0,08	3	0,02
Totale assimilate	170	1,47	220	1,92
TOTALE ONERI A3	11.578	100,00	11.443	100,00

(1) Per semplicità è inclusa anche la quota parte relativa all'energia prodotta da rifiuti non biodegradabili.

Fonte: ARERA.

Revisione delle modalità di allocazione dei costi relativi al meccanismo dei titoli di efficienza energetica

Dall'inizio del 2019 l'Autorità, nell'ambito delle attività tese a un progressivo efficientamento dei mercati energetici espressamente previste dal proprio Quadro strategico 2019-2021, ha avviato approfondimenti e valutazioni inerenti agli effetti che derivano, sul mercato dell'energia elettrica, dall'applicazione della componente tariffaria

RET (negli ultimi anni adeguata costantemente al rialzo), in particolare al gas naturale destinato all'alimentazione dei generatori termoelettrici a gas.

A tale fine, il 17 settembre 2019 l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 375/2019/R/eel, con il quale ha illustrato l'opportunità di introdurre alcuni interventi correttivi in merito alle modalità con cui i prelievi di gas naturale vengono assoggettati al pagamento di componenti aggiuntive funzionali alla copertura dei fabbisogni di gettito per oneri generali di sistema e, in particolare, delle componenti tariffarie RE e RET a copertura dei costi derivanti dal meccanismo dei titoli di efficienza energetica (TEE). Tali valutazioni discendono dalla constatazione che il prezzo che i produttori termoelettrici offrono nei mercati dell'energia elettrica tiene conto dei costi sostenuti per la produzione, tra i quali rientrano anche le componenti RE e RET applicate al gas naturale, in ragione dei principi di allocazione dei costi del meccanismo dei TEE definiti dalla stessa Autorità nel 2014. Si verifica, cioè, un (fisiologico) ribaltamento delle componenti RE/RET sui prezzi di vendita dell'energia elettrica offerti dagli impianti termoelettrici alimentati a gas naturale (inducendo spesso un incremento del PUN), che comporta, di conseguenza, un incremento dei costi sostenuti dai clienti elettrici. Inoltre, l'imposizione delle componenti citate sul gas consumato dagli impianti termoelettrici a gas rende questi ultimi meno competitivi rispetto agli impianti di produzione che sfruttano la medesima tecnologia in altri paesi europei, dove le componenti RE e RET non sono previste, o anche rispetto a impianti nazionali alimentati da altre fonti, anche laddove i primi fossero caratterizzati da maggiore efficienza; questo effetto, oltre a determinare esiti inefficienti del mercato, potrebbe favorire la produzione da fonti con più alto impatto ambientale quali il carbone, il che risulta paradossale, in quanto si tratta di oneri specificamente finalizzati alla promozione dell'efficienza energetica e della sostenibilità ambientale.

In ragione di quanto sopra, con il documento per la consultazione 375/2019/R/eel, l'Autorità ha proposto l'adozione di nuove modalità per la fissazione delle componenti tariffarie applicabili ai consumi di gas naturale degli impianti termoelettrici e per la gestione dei relativi gettiti. La soluzione prospettata consiste, in estrema sintesi, nell'evitare le suddette distorsioni dei mercati non applicando la parte di RE/RET relativa ai TEE al gas prelevato a fini termoelettrici, recuperando il gettito perduto tramite l'applicazione diretta ai clienti finali elettrici di un incremento dell'elemento UC7 della componente A_{RIM} .

Completamento della riforma delle tariffe domestiche

Nella *Relazione Annuale* 2019 era stato illustrato come, con la delibera 5 dicembre 2018, 626/2018/R/eel, l'Autorità avesse disposto un secondo differimento del completamento della riforma dei corrispettivi tariffari a copertura degli oneri generali di sistema per gli utenti domestici, stabilita con la delibera 22 dicembre 2016, 782/2016/R/eel e avviata il 1° gennaio 2017, in ragione del prolungamento degli effetti delle manovre straordinarie attuate nel secondo semestre del 2018; in conseguenza di tale differimento, fino al 31 dicembre 2019 è stata mantenuta la struttura tariffaria a due scaglioni già vigente nel 2018. Con la delibera 27 dicembre 2019, 572/2019/R/com, l'Autorità ha constatato l'insussistenza di ulteriori impedimenti a procedere con il completamento della riforma avviata con la delibera 782/2016/R/eel, quindi dal 1° gennaio 2020 è stata prevista l'applicazione di un'unica aliquota per tutti i livelli di consumo, in relazione a tutti gli elementi delle componenti tariffarie A_{SOS} e A_{RIM} .

A supporto di tale ultimo passo, è stato, altresì, osservato come fosse stata poco prima approvata una disposizione di legge (il decreto legge 26 ottobre 2019, n. 124, convertito dalla legge 19 dicembre 2019, n. 157) relativa all'introduzione, dal 1° gennaio 2021, dell'applicazione automatica del bonus elettrico; l'opportunità di tale inter-

vento era, infatti, stata più volte segnalata dall'Autorità al Governo e al Parlamento, anche al fine di proteggere i clienti economicamente disagiati e con bassi consumi elettrici dagli incrementi di spesa legati al completamento della riforma in esame. Coerentemente con tali finalità di protezione, menzionate espressamente anche dal decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, che aveva incaricato l'Autorità di procedere con il superamento della struttura progressiva delle tariffe elettriche per i clienti domestici, con la delibera 572/2019/R/com, l'Autorità ha, altresì, proceduto ad aggiornare le compensazioni di spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica per i clienti economicamente svantaggiati, tenendo conto degli effetti differenziati che il completamento della riforma tariffaria domestica induce su ogni profilo di consumo (caratteristico di famiglie piccole, medie e grandi): a ciascun profilo è stato, dunque, applicato il criterio previsto dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 29 dicembre 2016, secondo cui il bonus deve essere determinato in misura tale da comportare una riduzione della spesa, al lordo delle imposte, dell'ordine del 30%.

Coerentemente con le finalità per le quali la riforma tariffaria era stata originariamente prevista da Governo e Parlamento, in recepimento della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, i dati relativi all'evoluzione della spesa energetica annua dei clienti domestici che utilizzano auto elettriche e pompe di calore mostrano come il superamento della progressività abbia effettivamente contribuito in modo rilevante a ottenerne una netta riduzione (del 15-20% in un anno e del 35-50% in cinque anni), rendendo in questo modo più convenienti gli investimenti privati in tali tecnologie elettriche efficienti.

Agevolazioni per imprese a forte consumo di energia elettrica

Nelle precedenti *Relazioni Annuali* si è dato conto dell'attività condotta dall'Autorità sia relativamente alla prima applicazione delle disposizioni in materia di agevolazione per le imprese a forte consumo di energia, definite in attuazione dell'art. 39, comma 3, del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83, così come modificato dalla legge di conversione 7 agosto 2012, n. 134, nel quadro del "vecchio regime" che è rimasto in vigore fino al 31 dicembre 2017, sia relativamente a quanto previsto dall'art. 19, comma 2, della legge 20 novembre 2017, n. 167 e dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 21 dicembre 2017 nell'ambito del "nuovo regime", coerente con le disposizioni comunitarie in materia, entrato in vigore dal 1° gennaio 2018.

La tavola 3.6 riporta l'ammontare delle agevolazioni per le imprese energivore di competenza degli anni 2014, 2015, 2016 e 2017 e della raccolta della componente A_E che finanzia tali agevolazioni.

TAV. 3.6 Agevolazioni per le imprese energivore di competenza negli anni 2014-2017 e contributo dei clienti non energivori alla raccolta della componente A_E

	COMPETENZA (MILIONI DI EURO)				ENERGIA (TWh/anno)			
	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017
AGEVOLAZIONI								
Imprese energivore MT	-308,2	-324,4	-332,7	-280,3	24,2	24,4	23,7	23,7
Imprese energivore AT/AAT	-288,9	-292,4	-315,9	-268,7	27,8	28,1	27,5	27,8
TOTALE	-597,1	-616,9	-648,6	-549,1	52,1	52,5	51,1	51,5
CONTRIBUTO A_E (NON ENERGIVORI)								
BT domestici	201,5	168,6	0,0	143,0	58,8	59,9	58,0	57,5
BT non domestici	297,4	261,3	0,0	245,2	63,6	67,9	67,3	68,7
IP (BT e MT)	26,4	21,8	0,0	18,9	6,1	6,1	6,0	5,7
MT non energivori	270,5	223,6	0,0	207,9	69,5	69,9	69,4	70,0
AT non energivori	5,7	13,2	0,0	12,9	5,7	8,5	9,2	6,2
TOTALE	801,5	688,6	0,0	627,8	203,7	212,3	209,9	208,1

Fonte: CSEA/ARERA. I dati possono essere soggetti a variazioni in esito ai controlli ancora in corso presso CSEA.

Ai sensi di quanto previsto dalle delibere 28 dicembre 2017, 921/2017/R/eel, 17 maggio 2018, 285/2018/R/eel, 14 giugno 2018, 339/2018/R/eel e 11 dicembre 2018, 644/2018/R/eel, l'Autorità ha adottato le disposizioni necessarie ad attuare il nuovo meccanismo di agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia, come disciplinato dal decreto 21 dicembre 2017, in vigore dal 1° gennaio 2018, in coerenza con la struttura tariffaria dei nuovi raggruppamenti degli oneri generali di sistema elettrico definita dalla delibera 28 giugno 2017, 481/2017/R/eel.

Pertanto, a decorrere dalla suddetta data le agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia sono riconosciute mediante l'applicazione, da parte dei distributori, di aliquote differenziate della componente A_{SOS} di cui al punto 1, lettera i), della delibera dell'Autorità 481/2017/R/eel.

Il decreto 21 dicembre 2017, infatti, prevede per le imprese a forte consumo di energia elettrica livelli di contribuzione (differenziati per classe di agevolazione) ridotti alla tariffa A3* (attuale elemento A_{3*SOS} della componente tariffaria A_{SOS}). Gli sconti riconosciuti a queste particolari imprese sono finanziati attraverso il pagamento dell'elemento A_{ESOS} , posto a carico dei clienti finali non rientranti nella categoria.

Il comma 2.2 dell'allegato A alla delibera 921/2017/R/eel prevede, pertanto, che la componente A_{SOS} sia applicata in maniera differenziata per le seguenti classi di agevolazione:

- classe 0: comprende tutti i clienti finali non rientranti nel novero delle imprese a forte consumo di energia elettrica di cui all'art. 3 del decreto 21 dicembre 2017; la componente A_{SOS} è applicata integralmente;
- classi VAL.x: comprendono le imprese a forte consumo di energia elettrica che possiedono i requisiti di cui all'art. 4, comma 1, lettera a), del decreto 21 dicembre 2017; la componente A_{SOS} è posta pari a zero;
- classi FAT.x: comprendono le imprese a forte consumo di energia elettrica che possiedono i requisiti di cui all'art. 4, comma 1, lettera b), del decreto 21 dicembre 2017; la componente A_{SOS} è applicata con uno sconto differenziato a seconda della classe di agevolazione.

Le imprese rientranti nelle classi di agevolazione VAL.x versano a CSEA il livello di contribuzione di cui all'art. 4, comma 1, lettera a), del decreto 21 dicembre 2017.

Nel corso del 2019, con la delibera 21 maggio 2019, 192/2019/R/eel, l'Autorità ha previsto ulteriori disposizioni attuative al fine di disciplinare alcune situazioni che si sono manifestate nel periodo dell'attuazione del nuovo sistema di agevolazione. In particolare, sono state fornite a CSEA specifiche indicazioni relativamente:

- alle imprese colpite dagli eventi sismici del 24 agosto 2016 e successivi: essendo tali imprese esentate, ai sensi della delibera 18 aprile 2017, 252/2017/R/com, dal pagamento degli oneri di sistema, la delibera in commento stabilisce che:
 - nel caso in cui tutti i punti di prelievo dell'impresa a forte consumo di energia elettrica siano interessati dagli eventi sismici, non si richiede il pagamento della quota VAL.x;
 - nel caso in cui siano presenti situazioni miste, ovvero imprese con più punti di prelievo di cui solo alcuni interessati dagli eventi sismici, viene inizialmente sospeso il pagamento dell'importo delle rate di acconto di cui all'allegato A alla delibera 285/2018/R/eel, lettera b), e si procede, in occasione della regolazione di conguaglio, a far pagare il valore minimo calcolato confrontando il contributo dovuto calcolato sul VAL.x dell'impresa e il valore calcolato applicando la classe di agevolazione FAT.3 al consumo dei punti che non godono delle agevolazioni per gli eventi sismici;
- alle imprese passate da una classe provvisoria FAT.x a una definitiva VAL.x: le tempistiche di versamento delle rate di acconto sono posticipate⁸ rispetto a quelle definite dalla delibera 285/2018/R/eel, al fine di limitare l'esposizione finanziaria di tali imprese, in attesa di ricevere i conguagli dovuti al pagamento della contribuzione per l'assegnazione della classe di agevolazione provvisoria.

Come previsto dalle delibere dell'Autorità, con la determina 24 settembre 2019, 6/2019 il Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling dell'Autorità, sentito il Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale, ha aggiornato il prezzo di riferimento dell'energia elettrica di cui all'art. 5, comma 1, lettere a), del decreto 21 dicembre 2017, ai fini della raccolta dei dati per il riconoscimento delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica per la competenza 2020 (terzo anno del nuovo regime di agevolazioni stabilito dal citato decreto ministeriale), confermando la metodologia già utilizzata per la determinazione del valore per gli anni 2016 e 2017, tenendo conto della struttura tariffaria degli oneri generali e delle ulteriori componenti definita dalle delibere 481/2017/R/eel e 921/2017/R/eel.

Nel periodo dal 18 marzo al 16 aprile 2019, CSEA ha proceduto alla riapertura straordinaria del portale web per la raccolta delle dichiarazioni 2018 e 2019 (e, *ante* riforma, per l'anno 2017) e successivamente, con decorrenza 30 settembre 2019, ha reso disponibile un portale per la creazione dell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica per l'anno 2020 (terzo anno del nuovo regime).

Sulla base dei dati disponibili aggiornati al 18 febbraio 2020, l'energia complessivamente agevolata nel 2019 è pari a poco più di 52 TWh, per un totale di 9.687 punti di prelievo (di cui oltre 3.750 in bassa tensione, con incidenza trascurabile sui volumi di energia agevolata, che è ripartita circa a metà tra media e alta tensione) (Tav. 3.7).

⁸ A 130 giorni dalla data di pubblicazione, da parte del SII, del primo elenco in cui compare l'attribuzione della classe VAL.x all'impresa interessata.

TAV. 3.7 Energia e punti di prelievo agevolati per le imprese energivore nel 2019

TIPOLOGIE	PUNTI DI PRELIEVO		ENERGIA PRELEVATA	
	N.	%	TWh	%
Bassa tensione	3.757	38,8	111	0,2
Media tensione	5.608	57,9	25.221	48,4
Alta e altissima tensione	321	3,3	26.796	51,4
TOTALE	9.687	100,0	52.129	100,0

Fonte: ARERA, stime su dati CSEA e SII. I dati possono essere soggetti a variazioni in esito ai controlli ancora in corso presso CSEA.

Nella stima dell'onere complessivo del nuovo regime per il 2019 (calcolato sulla base dei dati aggiornati al 18 febbraio 2020), prevale nettamente l'effetto della cosiddetta clausola VAL: 1.517 imprese (su 3.553) che usufruiscono di tale agevolazione, infatti, beneficiano del 78% circa del volume economico di agevolazione, mentre le rimanenti 2.036 imprese con agevolazione in classe FAT pesano per circa il 22% del volume di agevolazioni (Tav. 3.8).

TAV. 3.8 Ammontare annuo di mancata contribuzione alla componente A_{sOS} nel 2019

CLASSE DI AGEVOLAZIONE	N. DI IMPRESE	MILIONI DI EURO	%
FAT.1	1.928	339,5	20,8
FAT.2	63	9,3	0,6
FAT.3	45	8,2	0,5
VAL.x	1.517	1.278,4	78,2
TOTALE	3.553	1.635,4	100,0

Fonte: ARERA, stime su dati CSEA. I dati possono essere soggetti a variazioni in esito ai controlli ancora in corso presso CSEA.

Regolamenti europei e Piani comunitari di sviluppo della rete

Integrazione del mercato all'ingrosso e implementazione dei regolamenti europei

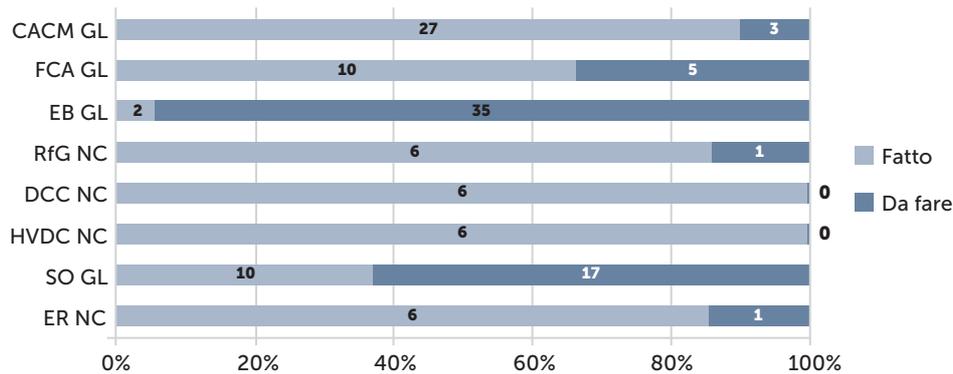
I regolamenti europei relativi al mercato elettrico sono provvedimenti normativi di carattere tecnico funzionali al completamento del mercato interno dell'energia. Il regolamento (CE) 714/2009, in coerenza con il regolamento per il mercato elettrico del cosiddetto Terzo pacchetto energia, ne ha definito le aree di intervento e indicato il processo di sviluppo e approvazione, che si è concluso nel 2017. Informalmente, i regolamenti possono essere raggruppati in tre grandi famiglie: di mercato, di connessione e di gestione della rete. L'elenco completo è riportato nella tavola 3.9.

TAV. 3.9 Codici di rete e linee guida previsti dal regolamento (CE) 714/2019

	REGOLAMENTO	ABBREVIAZIONE (ACRONIMO)	ENTRATA IN VIGORE
Codici di mercato	Regolamento (UE) 1222/2015	<i>Capacity allocation and congestion management guideline</i> (CACM GL)	15 agosto 2015
	Regolamento (UE) 1719/2016	<i>Forward capacity allocation guideline</i> (FCA GL)	17 ottobre 2016
	Regolamento (UE) 2195/2017	<i>Electricity balancing guideline</i> (EB GL)	18 dicembre 2017
Codici di connessione	Regolamento (UE) 631/2016	<i>Requirements for generators network code</i> (RfG NC)	17 maggio 2016
	Regolamento (UE) 1388/2016	<i>Demand connection network code</i> (DCC NC)	7 settembre 2017
	Regolamento (UE) 1447/2016	<i>High voltage direct current network code</i> (HVDC NC)	28 settembre 2016
Codici di gestione della rete	Regolamento (UE) 1485/2017	<i>System operation guideline</i> (SO GL)	14 settembre 2017
	Regolamento (UE) 2196/2017	<i>Emergency and restoration network code</i> (ER NC)	18 dicembre 2017

I regolamenti si distinguono in codici di rete (NC) e linee guida (GL): i primi identificano primariamente delle regole direttamente implementabili a livello nazionale, mentre le seconde si focalizzano su indicazioni di massima in base alle quali deve essere elaborata una serie di disposizioni attuative, denominate *Terms and Conditions* o *Methodologies* (o metodologie). Ne discende che la pubblicazione dei regolamenti non esaurisce l'attività di sviluppo e di pubblicazione di normativa secondaria; al contrario, ogni regolamento nella forma di linea guida prevede, al suo interno, l'elaborazione di regole specifiche (le metodologie, appunto) a cura dei gestori di rete (*Transmission System Operator* – TSO) e/o dei gestori di mercato designati (*Nominated Electricity Market Operator* – NEMO) che le autorità di regolazione di ciascuno stato membro dell'Unione europea sono chiamate a valutare e approvare; lo sviluppo di metodologie è, altresì, previsto nell'ambito dei codici di rete, seppure in misura minore e limitatamente ad aspetti di dettaglio o per la specificazione a livello nazionale di determinati parametri.

Il processo di elaborazione delle metodologie è stato avviato nel 2015 in riferimento al regolamento CACM GL, per poi essere esteso fra il 2016 e il 2017 a tutte le altre linee guida e codici di rete. La successiva figura 3.1 riassume lo stato di implementazione a fine 2019: la maggioranza delle metodologie attiene ai regolamenti adottati in forma di linee guida, mentre i codici di rete ricorrono a questo strumento di ulteriore normazione in modo decisamente più limitato. Risulta, altresì, evidente come lo stato di implementazione sia sostanzialmente differente per i vari regolamenti. Dal lato del mercato, la maggior parte del lavoro riguarda il regolamento EB GL, entrato in vigore a dicembre 2017, per il quale a fine 2019 risultavano approvate solo due metodologie e ne restavano pendenti ancora 35, tre delle quali comunque approvate da ACER a inizio 2020. Dal lato della gestione della rete, il percorso del regolamento SO GL è circa a metà del suo iter, mentre il percorso del regolamento ER NC è ormai pressoché concluso. Dal lato dei codici di connessione, l'implementazione è invece praticamente terminata: mancherebbe, infatti, solo la metodologia con i criteri dell'analisi costi/benefici per il *retrofitting* degli impianti esistenti, che verrà sviluppata solamente nel momento in cui l'Autorità intenderà effettivamente valutare delle misure in tal senso.

FIG. 3.1 Stato di implementazione delle previsioni di codici di rete e linee guida in Italia

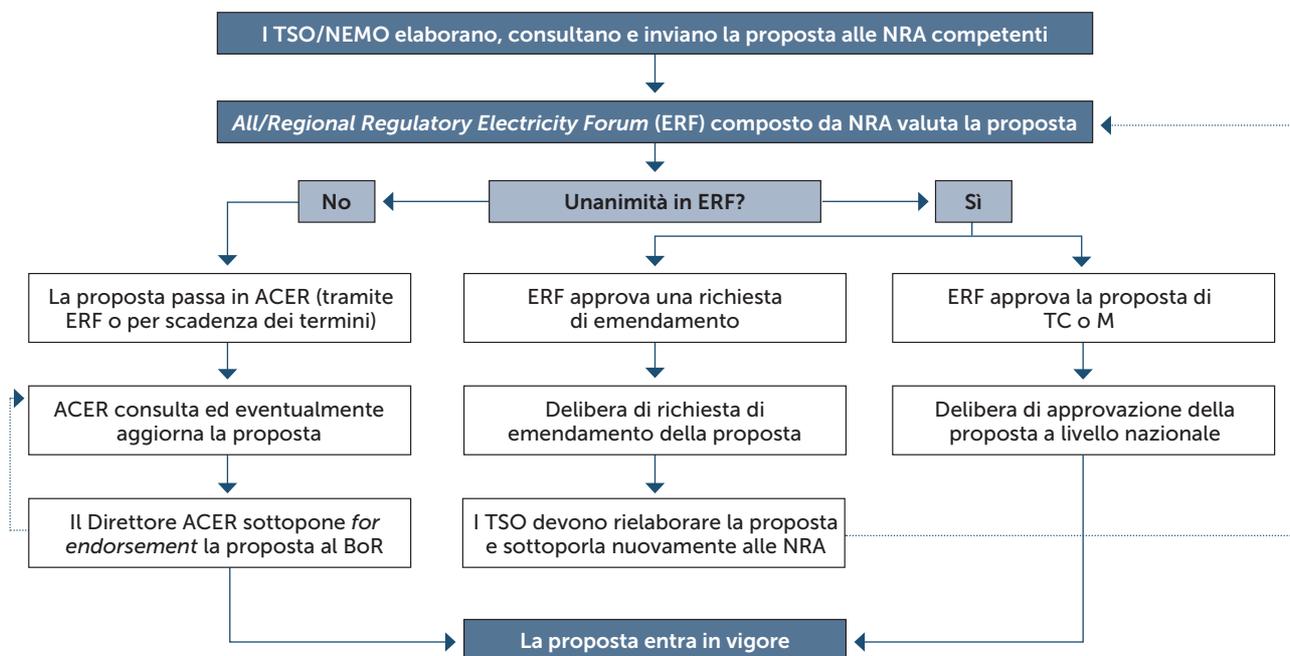
Fonte: ARERA.

L'ambito geografico di adozione delle metodologie è piuttosto variegato, potendo rivestire una dimensione paneuropea, regionale o nazionale. Fino all'adozione del regolamento (UE) 942/2019 relativo al funzionamento di ACER, le decisioni a livello paneuropeo coinvolgevano tutte le autorità di regolazione dell'Unione ed erano adottate nell'ambito di una piattaforma di cooperazione denominata *Energy Regulators' Forum* (ERF). Con il nuovo regolamento la competenza per queste decisioni è passata all'Agenzia. Diverse metodologie relative ai regolamenti CACM GL e FCA GL sono riferite alle cosiddette Regioni per il calcolo della capacità (CCR), approvate da ACER con la decisione n. 06-2016 del 17 novembre 2016. L'Italia fa parte della CCR *Italy North*, che include le frontiere con Francia, Slovenia e Austria, e della CCR *Greece-Italy*, che include la frontiera con la Grecia e quelle fra le zone interne al territorio nazionale; ma è, altresì, attenta agli sviluppi delle metodologie che riguardano la CCR *Core* (che include l'Europa Centrale dalla Francia fino alla Romania), in quanto, a tendere, il regolamento CACM GL prevede la fusione della CCR *Italy North* con la CCR *Core*. Per le decisioni assunte con riferimento alle CCR *Italy North* e *Greece-Italy* l'Autorità si è fatta promotrice della costituzione (avvenuta nel 2017) di piattaforme di cooperazione regionale (rispettivamente INERRF – *Italy North Energy Regulators' Regional Forum* e GIERRF – *Greece-Italy Energy Regulators' Regional Forum*). Il regolamento SO GL prevede alcune metodologie riferite alle CCR (che saranno quindi valutate nell'ambito dei forum regionali INERRF e GIERRF), mentre altre metodologie sono proprie di ciascuna area sincrona, ossia della porzione della rete europea che condivide la stessa frequenza. A tale proposito, l'Italia è inclusa nell'area sincrona *Continental Europe*. Infine, il regolamento EB GL opera con geometria fortemente variabile a seconda delle metodologie coinvolte: si passa, infatti, da perimetri che includono i soli stati membri che intendono utilizzare un dato prodotto di bilanciamento, a perimetri coincidenti con le CCR, fino a perimetri che tengono conto di accordi per lo scambio di risorse specifiche. La cooperazione per le aree sincrone e per i perimetri specifici previsti dal regolamento EB GL è solitamente definita di volta in volta dalle autorità di regolazione coinvolte, senza il ricorso ad alcuna piattaforma di cooperazione specifica.

Quando una decisione interessa più di un'autorità di regolazione, è richiesta l'unanimità dei soggetti coinvolti, indipendentemente dal perimetro geografico cui le metodologie si riferiscono. Le decisioni possibili consistono nell'approvazione della proposta così come inviata dai TSO o dai NEMO, oppure nella richiesta di emendamenti. Nel primo caso ciascuna autorità di regolazione nazionale recepisce nel proprio ordinamento nazionale la proposta, mentre nel secondo caso istruisce conseguentemente i rispettivi TSO e/o NEMO, rispettivamente Terna e GME nel caso italiano, al fine di emendare la proposta. Le autorità possono, altresì, richiedere all'Agenzia una proroga di sei mesi in mancanza di unanimità; in tal caso, la proposta di metodologia è trasferita ad ACER che, dopo una consultazione con le parti interessate, finalizza il testo e lo sottopone al *Board of Regulators* (BoR)

per l'approvazione, che, in questo caso, avviene a maggioranza qualificata dei due terzi. Il processo complessivo è sintetizzato nella figura 3.2. In termini di durata, secondo una rigorosa lettura dei regolamenti, tale iter potrebbe richiedere fino a un massimo di 22 mesi; in realtà, a oggi si sono verificati processi anche più lunghi, legati a plurime richieste di modifica da parte delle autorità di regolazione.

FIG. 3.2 Schema di approvazione delle metodologie europee o regionali



Codici di mercato

Nel corso del 2019 l'Autorità è stata coinvolta nell'implementazione dei codici di mercato sia a livello paneuropeo sia a livello regionale. Nel seguito sono presentati, distinti per ciascun codice, i principali interventi occorsi nel 2019, unitamente a un inquadramento complessivo nell'ambito dell'integrazione dei mercati elettrici a livello europeo.

Forward capacity allocation (FCA GL)

Il regolamento FCA GL descrive i requisiti e i criteri per l'emissione e l'allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine (con orizzonte temporale al più annuale) fra le zone di mercato interne all'Unione europea. Per l'Italia il regolamento in questione trova applicazione sulle frontiere con la Francia, l'Austria, la Slovenia e la Grecia; disposizioni analoghe a quelle previste dal regolamento FCA GL sono, altresì, in vigore sulla frontiera con la Svizzera in esito ad accordi bilaterali, mentre per le zone interne al territorio nazionale l'Autorità continua a basarsi sui prodotti di copertura a oggi in vigore (CCC e CCP), in coerenza con quanto deciso al riguardo nel 2017. Nel corso del 2019 l'Autorità ha approvato la metodologia per la ripartizione delle rendite di congestione emergenti dall'allocazione dei diritti di trasmissione (delibera 25 giugno 2019, 274/2019/r/eel) e ha partecipato ai tavoli regionali finalizzati alla definizione delle modalità di calcolo della capacità disponibile su ciascun confine fra zone di mercato per l'orizzonte temporale di lungo termine (annuale e mensile) e delle modalità con cui la suddetta capacità è ripartita sui prodotti con allocazione annuale e mensile. Per quanto riguarda la CCR

Greece-Italy, l'attività si è conclusa a novembre 2019 con l'invio da parte dei TSO della versione definitiva, che è stata poi approvata dalle autorità di regolazione a inizio 2020; dal lato della CCR *Italy North*, invece, il 2019 ha visto solamente interazioni preliminari con i TSO della regione, mentre l'invio della prima versione della metodologia si concretizzerà solamente nel primo semestre del 2020. Infine, l'anno 2019 ha visto l'aggiornamento, da parte di ACER, delle regole armonizzate per l'allocazione dei diritti di trasmissione valide su tutto il territorio europeo (decisione n. 14-2019 del 4 novembre 2019). Tali regole sono state poi recepite anche sul confine italo-svizzero, in continuità con le prassi in essere e con il fatto che l'allocazione dei diritti di trasmissione sul sopra citato confine è svolta dalla medesima piattaforma di allocazione (JAO) utilizzata a livello europeo; l'istruttoria al riguardo si è svolta negli ultimi mesi del 2019, mentre il provvedimento di approvazione è stato adottato a inizio 2020 (delibera 28 gennaio 2020, 21/2020/R/eel).

Capacity allocation and congestion management (CACM GL)

Il regolamento CACM GL definisce le modalità di attuazione del *market coupling* a livello europeo sugli orizzonti temporali giornaliero (con allocazione della capacità tramite aste implicite nell'ambito del cosiddetto *Single Day Ahead Coupling – SDAC*) e infragiornaliero (con allocazione della capacità tramite negoziazione continua nel cosiddetto *Single Intra Day Coupling – SIDC*, corredata da specifici meccanismi di valorizzazione della capacità e aste implicite a livello regionale a carattere volontario).

Prima dell'entrata in vigore del regolamento CACM, si sono sviluppate iniziative volontarie di *market coupling* in ambiti regionali, sia per il mercato del giorno prima che per il mercato infragiornaliero. In particolare, per quanto riguarda quest'ultimo, i gestori di rete e di mercato europei hanno realizzato il progetto *Cross Border Intraday (XBID)*, che è stato assunto come base per l'implementazione del SIDC di cui al CACM GL. Il progetto, nato nell'ambito di un nucleo iniziale di paesi dell'Unione, si sta estendendo progressivamente a tutti gli stati membri. Il 12 giugno 2018 il progetto è entrato in operatività in 15 paesi⁹; successivamente, il 19 novembre 2019, si sono aggiunti ulteriori 7 paesi¹⁰. L'ingresso dell'Italia nel SIDC è previsto per il quarto trimestre del 2020. La recente estensione geografica del *coupling* ha portato alla luce alcune criticità inerenti alle attività di trasferimento delle posizioni nette (*shipping*) tra controparti centrali. In particolare, il modello di *shipping* adottato dalle parti del progetto prevede che le controparti centrali che non operano in aree confinanti debbano servirsi dell'intermediazione delle controparti centrali che operano nelle aree di transito, al fine di poter regolare le partite economiche. Poiché le parti del progetto non sono addivenute a un accordo su come disciplinare il servizio svolto dall'intermediario (*transit shipping agent*), nel febbraio 2020 hanno informato i regolatori europei chiedendo loro di prendere una decisione ai sensi dell'art. 68, comma 6 del CACM. La decisione dei regolatori è prevista nel corso del 2020.

Per quanto riguarda, invece, il mercato del giorno prima, le iniziative regionali hanno dato vita a due grandi progetti:

- il *Multi Regional Coupling (MRC)*, in seguito alla fusione dei progetti regionali dell'Europa centro-occidentale, dell'Europa del Nord, dell'Europa sud-occidentale e delle frontiere italiane;
- il *Four Markets Market Coupling (4M MC)*, comprendente le frontiere tra Romania, Ungheria, Repubblica Ceca e Slovacchia.

⁹ Austria, Belgio, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Germania, Lettonia, Lituania, Lussemburgo, Norvegia, Olanda, Portogallo, Spagna, Svezia.

¹⁰ Bulgaria, Croazia, Polonia, Repubblica Ceca, Romania, Slovenia, Ungheria.

A seguito della fusione dei due progetti, prevista per la seconda metà del 2020, avrà avvio il *coupling* unico del giorno prima (SDAC). Il processo di fusione vede impegnati direttamente i regolatori austriaco, polacco e tedesco per conto del progetto MRC e tutti i regolatori dei paesi del progetto 4M MC.

Con l'entrata in vigore del regolamento (UE) 942/2019, il compito di approvare le metodologie paneuropee ai sensi del CACM e i relativi emendamenti è stato trasferito ad ACER. Il 1° agosto 2019 i NEMO hanno sottoposto ad ACER un emendamento alla cosiddetta Metodologia dell'algoritmo, al fine di inserire una metodologia per gestire i cambiamenti agli algoritmi di *coupling* (*Change Control Methodology*) e una metodologia per monitorarne la *performance* (*Monitoring Methodology*), nonché al fine di implementare i requisiti previsti dai TSO per determinare il prezzo della capacità nel mercato infragiornaliero. Il 30 gennaio 2020, con decisione n. 04-2020, ACER ha approvato l'emendamento.

Il regolamento CACM GL prevede anche lo sviluppo di metodologie di carattere regionale. A tale riguardo il 2019 è stato un anno particolarmente proficuo per la CCR *Italy North*, poiché sono state approvate le metodologie per il *countertrading* e il *redispatching* (delibera 11 giugno 2019, 238/2019/R/eel) e quella per il calcolo della capacità sugli orizzonti giornaliero e infragiornaliero (delibera 12 novembre 2019, 463/2019/R/eel): si tratta di passi significativi verso una piena integrazione del mercato nazionale nel contesto europeo. Rimane, invece, ancora pendente l'approvazione della metodologia per la ripartizione dei costi di *countertrading* e *redispatching*: dopo una prima richiesta di emendamenti da parte delle autorità di regolazione a fine 2018, i TSO non sono stati in grado di finalizzare la nuova proposta e hanno, pertanto, invocato l'applicazione dell'art. 9.4 del regolamento CACM GL, che prevede l'intervento specifico della Commissione europea per risolvere l'*impasse*. A inizio maggio, quindi, si è tenuto un incontro con gli Uffici della DG *Energy*, durante il quale si è concordato di procedere con la finalizzazione di una soluzione transitoria che avrebbe dovuto essere inviata alle autorità di regolazione entro la fine dell'anno; purtroppo, anche in questo caso si sono verificate divergenze sia a livello di TSO sia a livello di autorità di regolazione, per cui si attende un'ulteriore risposta da parte della Commissione. Giova, altresì, ricordare come le analoghe metodologie per la CCR *Greece-Italy* siano state approvate già nel corso del 2018.

Sempre a livello regionale l'Autorità ha, altresì, proseguito il percorso di implementazione del mercato infragiornaliero sui confini italiani: con le delibere 7 maggio 2019, 174/2019/R/eel (*Greece-Italy*) e 28 maggio 2019, 210/2019/R/eel (*Italy North*) è stato definitivamente approvato il disegno delle aste infragiornaliere complementari, che andranno ad affiancare l'*intraday coupling* basato sulla contrattazione continua.

Oltre all'implementazione delle diverse metodologie, il regolamento CACM GL disciplina anche le modalità con cui si può rivedere la configurazione delle zone di mercato a livello europeo, regionale (CCR) e nazionale.

Per quanto riguarda il lato europeo, una prima edizione della revisione zonale si è conclusa nel 2018 in un nulla di fatto (nella pratica è stato suggerito di mantenere la configurazione vigente), per le difficoltà sia nell'identificare configurazioni zonali alternative, sia nell'implementare un'analisi che tenesse conto di tutti i criteri previsti al riguardo dal regolamento CACM. L'entrata in vigore del regolamento (UE) 943/2019 ha previsto l'avvio di una nuova edizione: a tale riguardo, le autorità di regolazione sono chiamate ad approvare all'unanimità la metodologia recante i criteri di analisi e le configurazioni alternative oggetto di valutazione. Nel mese di ottobre 2019 i TSO hanno inviato ai regolatori una prima proposta, che è stata, però, giudicata incompleta perché priva di sufficienti configurazioni alternative. Ne è seguita una seconda versione pervenuta a febbraio 2020, a seguito della quale i

regolatori dovranno valutare se approvare la metodologia e le annesse configurazioni o se trasferire ad ACER la responsabilità della decisione. La scelta è attesa entro la fine del mese di maggio 2020.

Le revisioni avviate a livello europeo hanno, altresì, assorbito progetti di revisione aventi interesse regionale. A livello nazionale, invece, l'Autorità e Terna si sono fatte promotrici di un progetto di revisione delle zone interne al territorio italiano, da condursi in coerenza con i principi del regolamento CACM e con lo scopo di addivenire a una configurazione zonale capace di riflettere più efficacemente l'effettivo stato dei mercati e del sistema elettrico nazionale rispetto alla revisione precedente, approvata nel lontano 2012. In particolare, il processo di revisione, avviato a inizio 2018, ha visto a maggio dello stesso anno l'invio da parte di Terna della proposta finale recante l'abrogazione dei poli di produzione limitata di Foggia, Brindisi e Priolo, lo spostamento dell'Umbria dalla zona Centro-Nord alla zona Centro-Sud e la sostituzione del polo di produzione limitata di Rossano con una nuova zona fisica Calabria. A luglio 2018 l'Autorità aveva approvato, con decorrenza 1° gennaio 2019, solamente l'abrogazione dei poli di Foggia, Brindisi e Priolo, rinviando a successivi provvedimenti le valutazioni in merito agli altri interventi. Nel 2019 il processo si è concluso: con la delibera 19 marzo 2019, 103/2019/R/eel, è stata, infatti, portata a termine la revisione delle zone di mercato, con l'approvazione completa della proposta inviata da Terna a maggio 2018, con decorrenza dal 1° gennaio 2021.

Balancing (BAL GL)

Il regolamento (UE) 2195/2017 stabilisce le modalità di implementazione del mercato di bilanciamento europeo, per quanto riguarda gli scambi di capacità ed energia di bilanciamento, nonché i criteri di armonizzazione in materia di *settlement* tra TSO e quelli di valorizzazione degli sbilanciamenti.

Nel corso del 2019 l'Autorità è stata coinvolta, insieme a tutti i regolatori europei, in un impegnativo processo decisionale relativamente a un pacchetto di sei metodologie di implementazione del regolamento BAL GL, sviluppate e inviate dai TSO europei a fine 2018. Tali metodologie costituiscono la struttura principale del futuro mercato di bilanciamento europeo e forniscono le specifiche implementative delle piattaforme comuni di scambio di energia, delle regole di determinazione dei prezzi e del *settlement* tra TSO. Di seguito sono illustrate le principali decisioni assunte dai regolatori europei in ambito BAL GL e i relativi provvedimenti dell'Autorità.

All'interno del pacchetto di metodologie discusse, le proposte più controverse, e che hanno impegnato buona parte del dibattito nel primo semestre del 2019, sono state, da un lato, la proposta per un quadro di attuazione di una piattaforma per lo scambio di energia di bilanciamento dalle riserve per il ripristino della frequenza con attivazione manuale (mFRR) e con attivazione automatica (aFRR) e, dall'altro, quella per la determinazione del prezzo dell'energia di bilanciamento, formulate, rispettivamente, ai sensi degli artt. 20, 21 e 30 del BAL GL. A causa di visioni discordanti su alcuni temi cruciali, i regolatori europei non sono riusciti a trovare l'unanimità per una decisione in merito e pertanto il processo è terminato con il trasferimento della decisione ad ACER, accompagnato da un *opinion paper* in cui i regolatori hanno descritto le loro posizioni relative ai contenuti delle metodologie.

Diversamente dall'esito delle prime tre proposte, i regolatori europei hanno raggiunto l'unanimità nella richiesta di emendamenti alle metodologie relative al *settlement* degli scambi intenzionali tra i TSO (art. 50.1 del BAL GL), alla classificazione degli scopi di attivazione (art. 29.3 del BAL GL) e all'armonizzazione del *settlement* degli sbilanciamenti (art. 52.2 del BAL GL). L'Autorità ha formalizzato tali decisioni con le delibere 30 luglio 2019,

348/2019/R/eel, 30 luglio 2019, 349/2019/R/eel e 16 luglio 2019, 310/2019/R/eel. Le proposte emendate secondo le istruzioni dei regolatori europei sono state inviate dai TSO, come previsto dal regolamento *Balancing*, entro due mesi dalla decisione dei regolatori; tuttavia, a seguito dell'entrata in vigore del regolamento (UE) 942/2019, il compito di approvare le metodologie paneuropee e i relativi emendamenti è stato trasferito ad ACER, pertanto la decisione finale sarà assunta dall'Agenzia europea nel corso del 2020, tramite la votazione in sede di BoR.

Oltre al pacchetto delle sei metodologie paneuropee appena descritto, l'Autorità è stata chiamata a esprimersi in merito a due metodologie regionali, il cui perimetro coincide con l'area sincrona europea, per definire i criteri di *settlement* degli scambi non intenzionali e degli scambi dovuti alle rampe e alla riserva primaria, tra i sistemi dell'area sincrona. Il processo decisionale è terminato con una richiesta unanime di emendamenti alle proposte, formalizzata dall'Autorità attraverso la delibera 17 dicembre 2019, 545/2019/R/eel.

Infine, si ricorda che nel mese di gennaio 2019 l'Autorità ha adottato due provvedimenti relativi a due metodologie inviate dai TSO nel giugno 2018 e il cui processo decisionale si è svolto nello stesso anno, ma si è perfezionato solamente all'inizio del 2019. Il primo riguarda l'approvazione della metodologia relativa al quadro di attuazione di una piattaforma per lo scambio di energia di bilanciamento da riserve di sostituzione (delibera 15 gennaio 2019, 8/2019/R/eel), mentre il secondo riguarda le istruzioni a Terna per emendare la proposta di metodologia per un quadro di attuazione di una piattaforma per la compensazione dello sbilanciamento (delibera 15 gennaio 2019, 7/2019/R/eel).

La proposta emendata relativa a questa seconda metodologia è stata inviata nel corso del 2019 e con la delibera 23 luglio 2019, 323/2019/R/eel l'Autorità ha formalizzato una nuova richiesta di emendamenti per ulteriori migliorie e correzioni. La nuova proposta emendata è stata approvata dai TSO nel mese di ottobre, ma, a seguito dell'entrata in vigore del regolamento (UE) 942/2019, come per le altre metodologie sopra ricordate, la decisione finale sarà assunta dall'Agenzia europea nel corso del 2020, tramite la votazione in sede di BoR.

Codici di connessione

I codici di connessione definiscono i requisiti che devono soddisfare i vari utenti connessi al sistema elettrico, dai generatori (RfG NC), ai fornitori di servizi di *demand response* (DCC NC), agli operatori che esercitano collegamenti in corrente continua (HVDC NC). L'implementazione di tali codici avviene a livello nazionale senza la necessità di alcuna forma di coordinamento a livello europeo.

Nel corso del 2016, la Commissione europea, con diversi atti, ha emanato, sulla base di quanto disposto dal regolamento (UE) 714/2009¹¹, il regolamento (UE) 631/2016 (regolamento RfG – *Requirements for Generators*), il regolamento (UE) 1388/2016 (regolamento DCC – *Demand Connection Code*) e il regolamento (UE) 1447/2016 (regolamento HVDC – *High Voltage Direct Current*). Questi regolamenti, vincolanti in ogni loro elemento e

¹¹ Il regolamento (UE) 714/2009 stabilisce norme non discriminatorie che disciplinano l'accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, al fine di garantire il buon funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica. Il regolamento, tra l'altro, evidenzia che, per garantire la sicurezza del sistema di trasmissione interconnesso, è fondamentale stabilire un'interpretazione comune dei requisiti applicabili ai connettenti (intesi sia come impianti di produzione, sia come unità di consumo). Tali requisiti, che contribuiscono a mantenere, preservare e ripristinare la sicurezza del sistema al fine di facilitare il buon funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica dentro alle aree sincrone e tra di esse, nonché a conseguire l'efficienza in termini di costi, dovrebbero essere considerati questioni transfrontaliere relative alla rete e questioni relative all'integrazione del mercato. Da ciò deriva l'opportunità di definire norme armonizzate sulla connessione alla rete, allo scopo di stabilire un quadro giuridico chiaro, agevolare gli scambi di energia elettrica sul territorio dell'Unione europea, garantire la sicurezza del sistema, facilitare l'integrazione delle energie rinnovabili, incentivare la concorrenza e consentire un uso più efficiente della rete e delle risorse, a vantaggio dei consumatori.

direttamente applicabili in ciascuno degli stati membri, hanno trovato applicazione nel corso del 2019. Essi contribuiscono ad assicurare condizioni eque di concorrenza nel mercato interno dell'energia elettrica, a garantire la sicurezza del sistema e l'integrazione delle fonti di energia rinnovabili e a facilitare gli scambi commerciali di energia elettrica sul territorio dell'Unione europea.

Il regolamento RfG è entrato in vigore il 17 maggio 2016, trova applicazione nei paesi membri a decorrere dal 27 aprile 2019 e istituisce un codice di rete relativo ai requisiti per la connessione al sistema interconnesso degli impianti di generazione di energia elettrica (gruppi di generazione sincroni, parchi di generazione e parchi di generazione *off-shore*).

Il regolamento DCC è entrato in vigore il 7 settembre 2016, trova applicazione nei paesi membri a decorrere dal 18 agosto 2019 e istituisce un codice di rete che stabilisce i requisiti per la connessione alla rete degli impianti di consumo connessi al sistema di trasmissione, degli impianti di distribuzione connessi al sistema di trasmissione, dei sistemi di distribuzione, compresi i sistemi di distribuzione chiusi (SDC), e delle unità di consumo utilizzate da un impianto di consumo o da un sistema di distribuzione chiuso per fornire servizi di gestione della domanda ai pertinenti gestori di sistema e TSO.

Il regolamento HVDC è entrato in vigore il 28 settembre 2016, trova applicazione nei paesi membri a decorrere dall'8 settembre 2019 e istituisce un codice di rete che stabilisce i requisiti per la connessione alla rete dei sistemi in corrente continua (c.c.) ad alta tensione (HVDC) e dei parchi di generazione connessi in c.c.

Affinché i tre richiamati regolamenti possano essere pienamente implementati in Italia a decorrere dalle date indicate, si è reso necessario aggiornare la regolazione vigente, con particolare riferimento alle condizioni tecniche per la connessione, che rappresentano la tematica essenziale da essi trattata. In particolare, è stato necessario aggiornare il Testo integrato delle connessioni attive (TICA, allegato A alla delibera 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08), nonché il Codice di rete di Terna e le norme CEI 0-16 e 0-21, nelle parti che afferiscono alle condizioni tecniche per la connessione.

Nel 2017 l'Autorità, come descritto nella *Relazione Annuale 2018*:

- con la delibera 16 febbraio 2017, 67/2017/R/eel, ha avviato un procedimento finalizzato all'implementazione, in Italia, dei regolamenti europei RfG, DCC e HVDC;
- con la delibera 20 aprile 2017, 273/2017/R/eel, ha definito i criteri per la concessione delle deroghe puntuali, da parte della medesima Autorità, ai requisiti previsti dai regolamenti europei RfG, DCC e HVDC;
- con la delibera 27 luglio 2017, 554/2017/R/eel, così come integrata e modificata dalle delibere 5 dicembre 2017, 845/2017/R/eel e 21 giugno 2018, 349/2018/R/eel, ha classificato come tecnologia emergente, ai sensi del regolamento RfG, i gruppi di generazione per i quali sono state presentate richieste di deroga (la classificazione tra le tecnologie emergenti, come previsto dal regolamento RfG, comporta la deroga totale alle disposizioni del medesimo).

Successivamente, l'Autorità, come illustrato nella *Relazione Annuale 2019*:

- con le delibere 12 luglio 2018, 384/2018/R/eel e 20 novembre 2018, 592/2018/R/eel, ha verificato positivamente le modifiche al Codice di rete proposte da Terna e volte a implementare quanto previsto dal regolamento RfG, chiarendo l'ambito di applicazione delle prescrizioni introdotte dal regolamento sia in relazione ai "nuovi" gruppi di generazione, sia in relazione ai gruppi di generazione "esistenti" che sono oggetto

di modifiche significative, rifacimenti parziali o totali. A tale fine l'Autorità ha approvato le soglie di classificazione dei gruppi di generazione significativi proposte da Terna¹², ha previsto che gli impianti di produzione di energia elettrica già in esercizio alla data di entrata in vigore della delibera 384/2018/R/eel siano classificati tra gli impianti esistenti, ai sensi e per gli effetti del regolamento RfG, senza effettuare ulteriori verifiche e ha rinviato a un successivo provvedimento la tematica relativa allo scambio di informazioni tra l'impianto di produzione e Terna, anche considerando la necessità di coordinare tali previsioni con quelle del regolamento (UE) 1485/2017 del 2 agosto 2017, che stabilisce orientamenti in materia di gestione del sistema di trasmissione (regolamento SO GL – *System Operation Guideline*);

- con la delibera 6 marzo 2019, 82/2019/R/eel, ha verificato positivamente le proposte presentate da Terna di modifica al Codice di rete al fine di adeguare le prescrizioni ivi contenute al regolamento DCC e al regolamento HVDC, prevedendo che gli impianti (o i sistemi o le unità di consumo) già in esercizio alla data di entrata in vigore della medesima delibera siano classificati tra gli impianti (o sistemi o unità di consumo) esistenti ai sensi per gli effetti del regolamento DCC ovvero del regolamento HVDC, senza effettuare ulteriori verifiche.

In seguito all'approvazione, da parte dell'Autorità, delle modifiche al Codice di rete di Terna per l'implementazione dei regolamenti RfG, DCC e HVDC, il Comitato elettrotecnico italiano (CEI) ha pubblicato le nuove edizioni delle norme CEI 0-16 (relativa alle connessioni alle reti di distribuzione in media e alta tensione) e 0-21 (relativa alle connessioni alle reti di distribuzione in bassa tensione). Stante l'obbligo della trasmissione alle imprese distributrici delle dichiarazioni di conformità, rilasciate dagli enti accreditati, attestanti che i componenti installati negli impianti di produzione sono conformi alle nuove edizioni delle norme CEI 0-16 e 0-21, l'Autorità, con la delibera 16 aprile 2019, 149/2019/R/eel, ha approvato alcune deroghe temporali in relazione alla trasmissione dei documenti richiesti, prevedendo che in alternativa siano trasmesse dichiarazioni sostitutive di atto di notorietà redatte dai costruttori dei componenti che attestino che sono soddisfatte le prescrizioni delle nuove edizioni delle norme CEI.

Si evidenzia, inoltre, che l'Autorità, con le già ricordate delibere 592/2018/R/eel e 82/2019/R/eel, ha dato mandato a Terna di modificare il Codice di rete e i relativi allegati al fine di integrarli con quanto approvato con le predette delibere. Nel dare seguito a questo mandato, Terna ha proceduto a revisionare diverse parti del Codice di rete, razionalizzandone i diversi capitoli e allegati, nonché uniformando alcune prescrizioni tecniche che differivano a seconda della diversa tipologia di impianti di produzione di energia elettrica. In particolare, le modifiche e le integrazioni al Codice di rete sono state le seguenti:

- il Glossario è stato integrato e modificato, inserendo alcuni nuovi termini previsti nei regolamenti europei;
- il Capitolo 1, Sezione 1A, relativo all'accesso alla rete di trasmissione nazionale (RTN), è stato integrato e modificato introducendo:
 - l'ambito di applicazione della nuova procedura di connessione;
 - la procedura di connessione degli impianti di produzione di energia elettrica di tipo C e D alla RTN;
 - la registrazione nel sistema GAUDI (sistema di gestione delle anagrafiche uniche degli impianti di produzione),

12 Sulla base del recepimento del regolamento RfG in Italia, a seguito dell'approvazione della delibera dell'Autorità 592/2018/R/eel, i gruppi di generazione significativi sono classificati nelle seguenti tipologie:

- un gruppo di generazione è di tipo A se il punto di connessione è a un livello di tensione minore di 110 kV e il valore della potenza massima è uguale o maggiore a 0,8 kW e minore o uguale a 11,08 kW;
- un gruppo di generazione è di tipo B se il punto di connessione è a un livello di tensione minore di 110 kV e il valore della potenza massima è maggiore di 11,08 kW e minore o uguale a 6 MW;
- un gruppo di generazione è di tipo C se il punto di connessione è a un livello di tensione minore di 110 kV e il valore della potenza massima è maggiore di 6 MW e minore di 10 MW;
- un gruppo di generazione è di tipo D se il punto di connessione è a un livello di tensione minore di 110 kV e il valore della potenza massima è uguale o maggiore a 10 MW, oppure se il punto di connessione è a un livello di tensione maggiore o uguale a 110 kV indipendentemente dal valore della potenza massima.

a valle dei necessari sviluppi informatici, delle diverse fasi della procedura di comunicazione di esercizio per la connessione di ogni nuovo gruppo di generazione di tipo D: *Energisation Operational Notification* (EON, comunicazione di entrata in esercizio), *Interim Operational Notification* (ION, comunicazione di esercizio provvisorio), *Final Operational Notification* (FON, comunicazione definitiva di esercizio) e *Limited Operational Notification* (LON, comunicazione di esercizio limitato);

- per gli impianti di consumo e di distribuzione, le modalità di invio della dichiarazione di conformità degli impianti rispetto ai requisiti di connessione e la precisazione relativa alla richiesta di conformità alle più recenti norme CEI/IEC/Cenelec applicabili;
- chiarimenti relativi ai sistemi HVDC;
- è stata introdotta la nuova Sezione 1C del Capitolo 1, relativa ai requisiti tecnici di connessione degli impianti di produzione nuovi. In tale sezione sono definiti anche i requisiti di connessione degli impianti di produzione sincroni/consumo/distribuzione/HVDC nuovi o esistenti (questi ultimi solo in caso di ammodernamento). La Sezione 1C, oltre a recepire quanto previsto dalla normativa tecnica di recepimento dei regolamenti europei in materia di connessioni, prevede, in particolare:
 - per gli impianti di tipo A, B e C non connessi alla RTN: i) il rinvio alle norme CEI 0-16 e 0-21, considerato che nel frattempo queste ultime sono state adeguate alla normativa di recepimento dei regolamenti europei in materia di connessioni; ii) in materia di scambio di dati in tempo reale con Terna, l'obbligo, per gli impianti di produzione ricadenti nell'ambito di applicazione dell'allegato A.6 al Codice di rete (come rivisto a valle dell'implementazione dell'art. 40, comma 5, del regolamento SO GL), di fornire a Terna, direttamente o indirettamente tramite il gestore di rete cui sono connessi, i dati previsti dal medesimo allegato A.6;
 - per i sistemi HVDC, chiarimenti in merito all'ambito applicativo;
- il Capitolo 4, relativo alle regole di dispacciamento, è stato integrato introducendo i riferimenti anche ai requisiti tecnici di connessione degli impianti nuovi;
- il Capitolo 14, relativo alle disposizioni generali, è stato integrato introducendo il rinvio alle procedure per il rilascio delle deroghe previste dai regolamenti europei e dalla delibera 273/2017/R/eel;
- l'allegato A.17, relativo alle condizioni generali (sistemi di protezione, regolazione e controllo) di connessione alle reti in alta tensione nel caso di centrali eoliche, e l'allegato A.68, relativo alle stesse condizioni generali nel caso di centrali fotovoltaiche, sono stati integrati allineandoli alla normativa di recepimento del regolamento RfG per la parte relativa ai disturbi di tensione e di corrente e alla funzione Integrale locale di frequenza (ILF), necessaria per garantire il funzionamento degli impianti di produzione in caso di separazione dalla rete.

L'Autorità, con la delibera 17 dicembre 2019, 539/2019/R/eel, ha approvato le predette modifiche al Codice di rete proposte da Terna, prevedendo che siano già applicabili agli impianti o alle unità o ai sistemi nuovi, nonché agli impianti o alle unità o ai sistemi esistenti, qualora oggetto di modifiche significative ovvero rifacimento parziale. Inoltre, con la richiamata delibera l'Autorità ha precisato che vale quanto già previsto dalle delibere 384/2018/R/eel, 592/2018/R/eel e 82/2019/R/eel relativamente all'oggetto e all'ambito di applicazione.

Codici di gestione delle reti

I regolamenti sulla gestione delle reti, entrati in vigore nel secondo semestre del 2017, stabiliscono disposizioni in merito all'esercizio della rete di trasmissione, tanto negli stati di funzionamento normale e di allerta (SO GL), quanto in condizioni di emergenza e ripristino del sistema elettrico (ER NC).

Riguardo al regolamento SO GL, nel 2019 sono state approvate le metodologie relative all'area sincrona *Continental Europe*, segnatamente i criteri per il dimensionamento della riserva primaria di frequenza e per la definizione dei limiti per la condivisione e lo scambio delle riserve secondaria e terziaria con le aree sincrone confinanti (delibera 16 aprile 2019, 156/2019/R/eel) e le modalità per l'analisi costi/benefici finalizzata a determinare il periodo di consegna per la regolazione primaria di frequenza per i dispositivi con ridotta disponibilità di energia (delibera 2 aprile 2019, 120/2019/R/eel). L'Autorità ha poi iniziato le valutazioni in merito alle metodologie predisposte da Terna relativamente al *Load-Frequency Control block (LFC block)* Italia, con riferimento alle azioni finalizzate al contenimento delle deviazioni di frequenza e ai criteri di dimensionamento della riserva secondaria. A tale proposito, con la delibera 21 maggio 2019, 198/2019/R/eel sono state date a Terna apposite istruzioni in merito; l'approvazione finale del provvedimento è attesa nel corso del 2020.

Il regolamento ER NC, in quanto codice di rete, fa limitato ricorso a termini, condizioni e metodologie sottoposte al vaglio delle autorità di regolazione. L'intervento del regolatore è, infatti, limitato solamente all'implementazione nazionale, con riferimento alle condizioni contrattuali che regolano le prestazioni degli utenti del sistema coinvolti nei piani di difesa e ripristino del sistema elettrico, alle regole per la sospensione delle attività di mercato in condizioni di emergenza e ripristino, alla remunerazione economica dei servizi di bilanciamento e alla valorizzazione dei corrispettivi di sbilanciamento nel caso in cui venga disposta la sospensione. Le proposte, inviate da Terna a inizio 2019, sono state approvate dall'Autorità con la delibera 17 dicembre 2019, 546/2019/R/eel.

Investimenti in nuove infrastrutture di rete e coerenza con i Piani di sviluppo comunitari

Valutazione della coerenza tra il Piano decennale dello sviluppo della RTN e il Piano di sviluppo comunitario TYNDP

L'Autorità ha valutato la coerenza tra il Piano decennale dello sviluppo della RTN e il Piano di sviluppo comunitario *Ten Year Network Development Plan* (TYNDP) nei propri contributi:

- all'opinione di ACER n. 11-2019 del 25 marzo 2019 sulla bozza di TYNDP 2018;
- all'opinione di ACER n. 13-2019 del 22 maggio 2019 sui progetti elettrici nei Piani di sviluppo nazionali e nel TYNDP 2018.

Nell'opinione n. 11-2019 si segnala che alcuni progetti – in coerenza con il parere dell'Autorità 18 dicembre 2018, 674/2018/I/eel – devono essere considerati "in valutazione" (cioè senza attività realizzative nell'orizzonte decennale del Piano) ed esclusi dalla cosiddetta *reference network* del TYNDP (assetto base di rete), quando applicabile. Si tratta, nello specifico, dei progetti:

- secondo polo del progetto Italia-Montenegro;
- interconnessione Italia-Tunisia;
- HVDC Italia-Slovenia;
- *merchant line* Castasegna (CH)-Mese;
- progetto 220 kV Lienz (AT)-Veneto.

Nell'opinione n. 13-2019 si fa presente che due investimenti con rilevanza transfrontaliera – presenti nel Piano di sviluppo italiano – non sono inclusi nel TYNDP 2018:

- il progetto con codice 252-N, Dobbiaco-Lienz (AT);
- il progetto con codice 206-P, stazione di Volpago.

Inoltre, la stessa opinione richiede l'eliminazione dell'investimento 380 kV Lienz (AT)-Veneto dal progetto del TYNDP con codice 325, in quanto l'investimento non è più presente nel piano austriaco e in quello italiano.

In precedenza, l'Autorità aveva fornito i propri contributi al monitoraggio di ACER sul TYNDP europeo, le cui risultanze sono riportate nell'opinione di ACER n. 06-2019 del 15 gennaio 2019.

Si segnala, come principale risultato del monitoraggio, che una percentuale non trascurabile (circa un terzo) dei progetti, sia a livello italiano, sia più in generale a livello europeo, risulta in ritardo, principalmente a causa di problematiche in sede autorizzativa.

Tutela dell'ambiente e innovazione

Fonti rinnovabili

Attuazione del decreto interministeriale 4 luglio 2019 per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili

Il decreto del Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, 4 luglio 2019 ha definito gli incentivi e le relative modalità di accesso per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili eolica (impianti *on-shore*), idrica, gas residuati dai processi di depurazione e solare fotovoltaica. Il decreto, tra l'altro:

- definisce due diverse modalità di accesso ai meccanismi di incentivazione, tramite iscrizione in appositi registri (titolo II del decreto) ovvero tramite procedure competitive costituite da aste al ribasso (titolo III del decreto), nonché i requisiti generali per l'accesso a tali meccanismi. In particolare, si prevede che:
 - per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 250 kW, il GSE provveda, ove richiesto dal produttore, al ritiro dell'energia elettrica immessa in rete, erogando, sulla produzione netta immessa in rete, una tariffa incentivante omnicomprensiva;
 - per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili diversi da quelli di cui al precedente punto, il GSE calcoli la componente di incentivo pari alla differenza tra la tariffa spettante e il prezzo zonale orario (si prevedono anche eventuali conguagli nei confronti del GSE qualora la differenza sia negativa);
 - l'energia elettrica prodotta dai medesimi impianti di produzione resti nella disponibilità del produttore;
- stabilisce che l'accettazione delle richieste di partecipazione alle procedure di incentivazione cessi al raggiungimento della prima fra le seguenti date:
 - la data di chiusura dell'ultima procedura prevista dall'art. 4 del decreto;
 - decorsi 30 giorni dalla data di raggiungimento di un costo indicativo annuo medio degli incentivi di 5,8

miliardi di euro, calcolato secondo le modalità previste dall'art. 27, comma 2, del decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali, 23 giugno 2016, considerando anche i costi dell'energia elettrica da impianti fotovoltaici incentivati ai sensi del decreto interministeriale in esame;

- prevede che il raggiungimento della data di cui al precedente punto sia comunicato e reso pubblico con delibera dall'Autorità, sulla base degli elementi forniti dal GSE;
- contiene disposizioni in merito alla contrattazione di lungo termine dell'energia rinnovabile, prevedendo, tra l'altro, che l'Autorità:
 - adotti, se necessario, disposizioni atte a rimuovere le eventuali barriere regolatorie per il finanziamento di nuove iniziative riguardanti le fonti rinnovabili tramite il medesimo meccanismo di mercato;
 - stabilisca le modalità con le quali trovano copertura le spese per lo sviluppo, da parte del GME, della piattaforma di mercato per la negoziazione di lungo termine di energia elettrica da fonti rinnovabili e le modalità con le quali le medesime spese e le spese di gestione sono poste a carico dei soggetti che accedono alla piattaforma;
 - fissi anche le modalità per la registrazione degli eventuali contratti di lungo termine ai fini della partecipazione alla piattaforma;
- dispone che l'Autorità determini le modalità con le quali gli oneri eventualmente generati dal decreto stesso sono posti a carico delle tariffe elettriche;
- prevede che l'Autorità adotti le disposizioni necessarie per rendere disponibili le misure per l'attuazione delle disposizioni previste dall'art. 3, commi 10 (partecipazione alle procedure a registro anche di aggregati costituiti da più impianti di produzione) e 12 (previsione che non siano ammissibili ai meccanismi di incentivazione i progetti e gli impianti di produzione per i quali il GSE abbia svolto o si sia impegnato a svolgere attività di supporto, anche in termini di analisi di impatti ambientali e socio-economici) del decreto stesso.

L'Autorità, con la delibera 30 luglio 2019, 341/2019/R/efr:

- ha definito le modalità per il ritiro, da parte del GSE, dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti che accedono all'incentivazione tramite le tariffe fisse omnicomprensive previste dal decreto interministeriale 4 luglio 2019;
- ha stabilito le modalità di copertura delle risorse necessarie per l'erogazione degli incentivi previsti dal decreto;
- ha dato attuazione a quanto previsto dall'art. 22, comma 4, del decreto, dando mandato al GSE affinché:
 - contestualmente alla definizione delle procedure per la partecipazione alle aste e ai registri di cui al decreto, adotti le disposizioni necessarie per permettere la partecipazione alle procedure a registro anche di aggregati costituiti da più impianti di produzione;
 - elabori una proposta da sottoporre all'approvazione dell'Autorità finalizzata a definire procedure che permettano di verificare il rispetto di quanto previsto dall'art. 3, comma 12, del decreto.

Successivamente, il GSE ha trasmesso la proposta di cui al precedente punto, in cui si impegna, tra l'altro:

- nella formalizzazione degli atti di collaborazione, sottoscritti di volta in volta, a stabilire preliminarmente l'inammissibilità dei relativi progetti ai meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili da esso stesso gestite, coerentemente con la previsione dell'art. 3, comma 12, del decreto interministeriale 4 luglio 2019. I medesimi atti di collaborazione consentiranno al GSE di trasmettere all'Autorità – e, per conoscenza, al Ministero dello sviluppo economico – i principali dati che caratterizzano le iniziative per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- ad assicurare la piena diffusione delle principali risultanze ed evidenze derivanti dall'implementazione di

progetti correlati alle attività fissate dal decreto citato, allo scopo di concorrere alla definizione di *best practice* in grado di generare modelli virtuosi e replicabili;

- al fine di garantire la verifica del rispetto delle disposizioni previste dal decreto interministeriale 4 luglio 2019:
 - a fornire all'Autorità e, per conoscenza, al MSE l'elenco degli impianti di produzione di energia elettrica e dei progetti per i quali ha svolto o si è impegnato a svolgere le attività di supporto di cui all'art 3, comma 12, del medesimo decreto;
 - a garantire la completa segregazione tra le attività ordinarie di ammissione e gestione dei meccanismi di incentivazione e le attività di supporto svolte dal medesimo GSE, attraverso una comunicazione interna tra le funzioni a tale scopo preposte preliminarmente alla definizione delle graduatorie delle procedure di asta e dei registri;
- per completezza, ad applicare la medesima proposta anche in relazione agli impianti e ai progetti per i quali ha già svolto o si è impegnato a svolgere attività di supporto antecedentemente alla pubblicazione del decreto interministeriale 4 luglio 2019.

L'Autorità, con la delibera 28 gennaio 2020, 16/2020/R/efr, ha approvato la proposta di procedura di verifica di trasparenza e non discriminazione delle attività del GSE appena illustrata.

Revisione dell'Indice di affidabilità utilizzato nel calcolo della mancata produzione eolica

La delibera 25 gennaio 2010, ARG/elt 5/10, definendo le condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili, prevede, tra l'altro, la remunerazione della mancata produzione eolica; in particolare, gli utenti del dispacciamento di una o più unità di produzione di energia elettrica da fonte eolica, la cui produzione abbia subito riduzioni per effetto di ordini di dispacciamento impartiti da Terna, possono richiedere al GSE la remunerazione della mancata produzione secondo le disposizioni previste dalla citata delibera ARG/elt 5/10. Ai fini del calcolo della mancata produzione eolica, la delibera ha definito l'Indice di affidabilità (IA), che è un indicatore finalizzato a individuare il grado di affidabilità dell'utente del dispacciamento, in relazione a una data unità di produzione, nel rispettare gli ordini di dispacciamento impartiti da Terna. Tale indicatore può assumere valori compresi fra 0 (nel caso di mancato rispetto di tutti gli ordini di dispacciamento) e 1 (nel caso di pieno rispetto di tutti gli ordini di dispacciamento) ed è calcolato da Terna, con riferimento alla singola unità di produzione.

A seguito di alcune criticità manifestatesi a decorrere dal 2017 nell'applicazione della previgente formula di calcolo dell'IA, l'Autorità, con la delibera 17 maggio 2018, 287/2018/R/efr, ha avviato un procedimento finalizzato alla revisione dell'indice, prevedendo, tra l'altro, che il nuovo IA, su richiesta dell'utente del dispacciamento, possa essere utilizzato nel calcolo della mancata produzione eolica relativa al 2017 e oggetto di conguaglio nel 2018.

Pertanto, l'Autorità, con la delibera 21 maggio 2019, 195/2019/R/efr, e a seguito del documento per la consultazione 30 luglio 2018, 550/2018/R/efr, ha modificato la formula di calcolo dell'IA al fine di correggerne alcuni effetti distorsivi, prevedendo, tra l'altro, che:

- a decorrere dal 1° gennaio 2017, sia rideterminato l'Indice di affidabilità e Terna provveda a eseguire il conguaglio degli importi liquidati in acconto e relativi agli anni 2017 e 2018 entro il 31 dicembre 2019;
- la nuova formula di calcolo dell'IA sia applicata anche per il periodo successivo al 31 dicembre 2018 e, pertanto,

Terna possa effettuare pagamenti in acconto relativi alla mancata produzione eolica e afferenti ai primi sette mesi del 2019 utilizzando la formula dell'indice previgente all'entrata in vigore della delibera 195/2019/R/efr in commento. Conseguentemente, Terna ha l'obbligo di eseguire, sulla base della nuova formulazione dell'IA ed entro il 31 dicembre 2019, il conguaglio degli importi già liquidati in acconto;

- il GSE debba rivedere, previa consultazione, le procedure applicative inerenti alla mancata produzione eolica, al fine di semplificarne l'operatività permettendo una partecipazione diretta dei produttori nel mettere a disposizione le informazioni inerenti alle proprie unità di produzione;
- Terna, previa consultazione, debba modificare il Codice di rete e rivedere gli attuali sistemi di comunicazione utilizzati per l'invio degli ordini di dispacciamento in riduzione alle unità di produzione eolica. A tale fine, Terna ha la possibilità di valutare anche l'estensione alle predette unità di produzione dei sistemi attualmente utilizzati per l'invio degli ordini di dispacciamento alle unità di produzione abilitate.

Progetti pilota e sperimentazioni

Sperimentazione di sistemi di accumulo dell'energia elettrica

Come già indicato nella *Relazione Annuale 2019* (Volume 2), a fine 2017 si è completato il biennio di sperimentazione dei sistemi di accumulo *energy-intensive* e *Dynamic Thermal Rating* (DTR) realizzati da Terna, ai sensi delle delibere 2 luglio 2012, 288/2012/R/eel e 21 febbraio 2013, 66/2013/R/eel.

Con la delibera 7 maggio 2019, 169/2019/R/eel, l'Autorità ha determinato l'incentivazione *performance-based* per i relativi progetti pilota.

La verifica del raggiungimento degli obiettivi di *performance* riguardo alla riduzione della mancata produzione di energia eolica (MPE), funzionale al riconoscimento del trattamento incentivante, ha evidenziato, nel biennio 2016-2017, i risultati esposti nella tavola seguente.

TAV. 3.10 Risultati degli obiettivi di performance per la riduzione della MPE nel biennio 2016-2017

PROGETTI PILOTA	VALORE EFFETTIVO (BIENNALE) [GWh]	50% DEL VALORE OBIETTIVO [GWh]	CONSEGUIMENTO DEL 50% DELL'OBIETTIVO
A1 e A2 Totale MPE evitata di cui per accumulo di cui per DTR	106,12 11,33 94,79	32,40	Si
B1 e B2, C1 e C2 Totale MPE evitata di cui per accumulo di cui per DTR	42,30 23,04 19,26	56,00	No

Fonte: ARERA.

Pertanto, l'Autorità:

- ha riconosciuto il trattamento incentivante di cui al TIT 2012-2015 in relazione a due dei sei progetti pilota (A1 e A2) riguardanti i sistemi di accumulo e il *dynamic thermal rating*;
- ha previsto che Terna ricevesse per questi due progetti un ammontare di maggiore remunerazione pari a 3.976.578 euro, in riferimento agli anni tariffari 2016, 2017, 2018 e 2019.



CAPITOLO

4

**REGOLAZIONE
NEL SETTORE
DEL GAS NATURALE**

SETTORIALE

Unbundling

Regolazione dell'*unbundling*

Per la trattazione di questo argomento si rinvia a quanto esposto nel primo paragrafo del Capitolo 3 del presente Volume: la disciplina dell'*unbundling* funzionale illustrata in quella sede a proposito del settore elettrico riguarda anche il settore del gas naturale.

Certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto

Parere dell'Autorità sullo schema di decreto del Presidente del Consiglio dei ministri di modifica del DPCM 25 maggio 2012 che ha definito i criteri, le condizioni e le modalità della separazione proprietaria di Snam da Eni

Con il documento 26 settembre 2019, 390/2019/I, l'Autorità ha fornito al Ministero dello sviluppo economico il parere, previsto dall'art. 15, comma 1, del decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1 (come convertito dalla legge 24 marzo 2012, n. 27), sullo schema di decreto di modifica del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 25 maggio 2012, che ha definito i criteri, le condizioni e le modalità della separazione proprietaria di Snam da Eni, ai sensi dell'art. 19 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93.

In particolare, l'Autorità si è espressa favorevolmente sulle modifiche intervenute all'art. 2, comma 2, lettera c), del DPCM 25 maggio 2012, volte a rimuovere il divieto assoluto, per coloro che rivestono posizioni dirigenziali in Cassa depositi e prestiti ed Eni, di ricoprire cariche nei consigli di amministrazione delle società da loro controllate, qualora non operanti nei settori del trasporto del gas naturale e della trasmissione di energia elettrica.

Nel parere, l'Autorità ha evidenziato come il DPCM 25 maggio 2012, così emendato, sia idoneo a garantire non solo le finalità della normativa in materia di tutela della terzietà e dell'indipendenza dei gestori di rete dai produttori e fornitori di energia elettrica e di gas, ma anche la piena tutela della terzietà di Snam Rete Gas e Terna dagli interessi di Eni nella produzione e nella fornitura, in conformità alle decisioni di certificazione delle suddette società adottate dall'Autorità secondo il modello della separazione proprietaria, definito dal decreto legislativo n. 93/2011, in attuazione delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE.

Regolazione delle reti e del sistema del gas

Servizi di bilanciamento

Bilanciamento di merito economico del gas naturale

In materia di bilanciamento del gas, la disciplina definita con la delibera 16 giugno 2016, 312/2016/R/gas (Testo integrato del bilanciamento – TIB), che attua il regolamento (UE) 312/2014, presenta un assetto ormai di regime, per cui gli interventi del 2018, che si sono concentrati sul monitoraggio dell'efficienza del sistema, hanno portato solo ad alcune ottimizzazioni nella definizione degli incentivi al responsabile del bilanciamento (RdB), ossia Snam Rete Gas.

Anzitutto, con la delibera 5 marzo 2019, 81/2019/R/gas, è stata recepita una proposta di Snam Rete Gas che modifica i criteri di determinazione dell'indicatore di *performance* p1 (su cui è calcolato uno degli incentivi al bilanciamento), prevedendo che l'indicatore sia calcolato sulla base del fabbisogno complessivo del sistema del gas comprensivo dei volumi di competenza dell'impresa di trasporto e non solo sulla base dei prelievi del mercato finale (inteso come quantitativo riconsegnato presso i punti di riconsegna della rete di Snam Rete Gas e presso le interconnessioni con le reti delle imprese minori di trasporto).

Con il documento per la consultazione 17 dicembre 2019, 544/2019/R/gas, l'Autorità ha illustrato gli esiti del sistema incentivante del responsabile del bilanciamento ottenuti nel terzo anno termico di applicazione (2018/2019); dai risultati esposti si evince un generale miglioramento delle *performance* a fronte di un esborso crescente: gli incentivi totali hanno registrato in tutti i periodi di applicazione un segno positivo, rispettivamente +3,9 milioni di euro nel 2016/2017, +14,8 milioni nel 2017/2018 e +16,9 milioni nel 2018/2019.

Il documento ha, inoltre, delineato i possibili interventi per il quarto periodo d'incentivazione (4PI), in merito sia alla struttura e ai parametri degli incentivi che sono applicati dal 20 febbraio 2020, sia alla sua durata e decorrenza. In particolare, l'Autorità ha prospettato:

- un riassetto degli incentivi vigenti, volto principalmente a traslare al sistema parte dei benefici corrispondenti alle efficienze acquisite (rimodulazione dell'incentivo I1 e rimozione del fattore k);
- l'integrazione del set di incentivi vigenti, in corrispondenza della partenza del nuovo regime di *settlement* stabilita al 1° gennaio 2020, con due indicatori volti a misurare l'efficienza del responsabile del bilanciamento nell'approvvigionamento del quantitativo di gas di sistema in termini di: i) minimizzazione dello scarto tra i volumi approvvigionati e i volumi effettivamente necessari; ii) anticipo, per quanto possibile, dell'acquisto dei volumi di gas da approvvigionare;
- l'estensione a due anni (fino al 31 dicembre 2021) della durata del periodo di incentivazione per quanto riguarda gli incentivi vigenti I1, I2 e I3;
- la previsione di una revisione dei nuovi incentivi I4 e I5 entro un anno dalla loro definizione.

Riforma della disciplina del *settlement*

Con la delibera 8 febbraio 2018, 72/2018/R/gas, è stata approvata la riforma della regolazione del *settlement* gas contenuta nel Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (TISG), con entrata in vigore dal 1° gennaio 2020. Il TISG assegna all'RdB il compito di approvvigionare i quantitativi a copertura del cosiddetto delta *in-out* (delta^o, ovvero la differenza tra l'impresso all'impianto di distribuzione e il prelevato dai clienti finali serviti dal medesimo), le cui modalità sono state oggetto di consultazione nell'ambito del documento 20 settembre 2018, 462/2018/R/gas.

Con la delibera 16 aprile 2019, 148/2019/R/gas, è stato approvato il nuovo TISG, in sostituzione di quello emanato con la delibera 72/2018/R/gas, che recepisce:

- la nuova regolazione in materia di determinazione delle partite fisiche giornaliere provvisorie, definita in coerenza con la rinnovata disciplina del *settlement* nell'ambito del già citato documento per la consultazione 462/2018/R/gas, con entrata in vigore fissata al 1° gennaio 2020;
- l'aggiornamento delle disposizioni del TISG inerenti agli scambi informativi funzionali alla gestione delle attività di *settlement*, in coerenza con la certificazione, nell'ambito del Registro centrale ufficiale del Sistema informativo integrato (SII), della filiera dei rapporti commerciali fra utente della distribuzione e utente del bilanciamento, disposta dalla delibera 16 aprile 2019, 155/2019/R/gas.

È stato, altresì, dato mandato al Gestore del SII di definire, in accordo con l'RdB e le altre imprese di trasporto, le modalità operative inerenti agli scambi informativi previsti in materia di bilancio provvisorio, secondo modalità analoghe a quelle già implementate o in via di implementazione ai sensi della delibera 72/2018/R/gas.

Sempre facendo seguito al summenzionato documento per la consultazione 462/2018/R/gas, con la delibera 28 maggio 2019, 208/2019/R/gas, l'Autorità ha approvato una serie di disposizioni funzionali alla definizione del quadro regolatorio relativo alle attività di approvvigionamento a mercato, da parte di Snam Rete Gas, a partire dal 1° gennaio 2020, delle risorse necessarie al funzionamento del sistema, ossia i quantitativi a copertura del delta^o, degli autoconsumi (componente C), delle perdite (componente PE), del gas non contabilizzato (componente GNC) e delle variazioni programmate di *linepack* (componente ΔLP_p), in coerenza con quanto previsto dalla Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione 2020-2023 (RTTG). Inoltre:

- sono state introdotte modifiche al Testo integrato del bilanciamento, anche in relazione ai meccanismi di neutralità dell'RdB, nonché all'introduzione di un nuovo indicatore di *performance*;
- è stato disposto che l'equazione di bilancio di Snam Rete Gas venga modificata in modo da poter distinguere le attività di approvvigionamento delle risorse necessarie al funzionamento del sistema da quelle finalizzate al bilanciamento del sistema, anche in ragione del fatto che le prime non concorrono alla formazione dei prezzi marginali di bilanciamento;
- sono state definite le modalità operative di attuazione inerenti alla sperimentazione di cui alla delibera 19 febbraio 2019, 57/2019/R/gas, in tema di limitazione dell'uso dello stoccaggio da parte dell'RdB, in coerenza con la regolazione ivi prevista.

A seguito dell'emanazione della delibera 208/2019/R/gas, con il documento per la consultazione 17 settembre 2019, 378/2019/R/gas, sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità inerenti agli aspetti organizzativi e gestionali concernenti l'approvvigionamento dei quantitativi sopra menzionati presso la Piattaforma informatica MGAS,

nel rispetto dei principi declinati dalla citata delibera. Nello specifico l'Autorità ha proposto che:

- l'approvvigionamento avvenga tramite aste a prezzo marginale nell'ambito del comparto dell'MP-GAS, cui potrebbero partecipare tutti gli operatori ammessi a operare su MGAS, con sospensione del mercato a contrattazione continua durante lo svolgimento dell'asta;
- l'asta sia di tipo multilaterale, così da favorire la liquidità della sessione e la formazione di prezzi allineati alle condizioni di mercato, soprattutto in caso di sospensione della negoziazione in continua;
- Snam Rete Gas partecipi al mercato come *price-taker*; quindi, l'offerta avrebbe l'indicazione della sola quantità e, di conseguenza, sarebbe compito dell'Autorità stabilire il criterio per la definizione del prezzo massimo e minimo attraverso cui valorizzare, rispettivamente, le offerte di acquisto e di vendita nell'ambito della sessione ad asta;
- le transazioni concluse nell'ambito delle aste non siano escluse dalla formazione del sistema di auto-produzione (SAP), principalmente per i seguenti motivi: i) le risorse necessarie al funzionamento del sistema sono parte del fabbisogno giornaliero del sistema stesso e dovrebbero, quindi, concorrere alla formazione del prezzo del giorno; ii) l'esclusione potrebbe favorire forme di arbitraggio suscettibili di determinare una non corretta valorizzazione delle risorse.

Per quanto concerne, invece, le proposte riguardanti gli orari delle aste, si è tenuto conto: i) dell'opportunità di garantire una prima asta a un orario in cui il mercato presenta una buona liquidità, vista la possibilità che si verifichi la necessità di approvvigionare volumi elevati; ii) dell'opportunità di non sottovalutare l'esigenza di minimizzare l'entità degli interventi di aggiustamento nel corso del giorno-gas.

Con la delibera 5 novembre 2019, 451/2019/R/gas, sono state approvate ulteriori disposizioni in materia di approvvigionamento da parte dell'RdB delle risorse necessarie al funzionamento del sistema, a partire dalla proposta presentata dall'RdB ai sensi del comma 2.7 del TIB, come modificato e integrato dalla delibera 208/2019/R/gas. Inoltre, è stato integrato l'assetto illustrato nel documento per la consultazione 378/2019/R/gas, tenendo conto delle osservazioni degli utenti e di Snam Rete Gas, prevedendo, in particolare, che:

- l'approvvigionamento avvenga tramite aste a prezzo marginale nell'ambito del comparto dell'MP-GAS, aperte alla partecipazione di tutti gli operatori ammessi a operare su MGAS, senza sospensione del mercato a contrattazione continua durante lo svolgimento dell'asta;
- ciascuna asta sia di tipo bilaterale;
- le transazioni concluse nell'ambito delle aste siano escluse dalla formazione del SAP;
- sia limitato a due il numero di aste per prodotti con consegna in ciascun giorno-gas, da tenersi:
 - nel giorno-gas G-1, a valle di una prima valutazione dei quantitativi da approvvigionare per la gestione del delta^o e della variazione programmata di *linepack*, ossia alle 13.30;
 - nel giorno G, alle 13.30.

Relativamente ai prezzi di acquisto e di vendita delle offerte di Snam Rete Gas, è stato stabilito:

- che i prezzi di acquisto siano pari alla media del SAP relativa ai 7 giorni precedenti a quello di negoziazione aumentata di 30 €/MWh;
- che i prezzi di vendita siano pari a 0 €/MWh.

È stato, altresì, disposto che Snam Rete Gas può continuare ad approvvigionare gli eventuali ulteriori quantitativi di gas di sistema e, in particolare, gli autoconsumi, secondo le modalità definite al punto 7 della delibera 208/2019/R/gas. In caso di impreviste e significative variazioni delle condizioni di mercato, Snam Rete Gas, qua-

lora lo ritenga necessario e urgente al fine di approvvigionare il gas di sistema, può definire un prezzo di acquisto superiore a quello sopra menzionato, dandone comunicazione all'Autorità e al GME. Infine, è stato previsto:

- che gli esiti della consultazione di cui al documento 378/2019/R/gas siano funzionali anche alle modifiche alla disciplina del mercato del gas da parte del GME;
- di dare mandato all'impresa maggiore di trasporto e al GME di elaborare, per quanto di competenza, una proposta di aggiornamento degli Elenchi dati, indici e *report* indicati dal TIMMIG (Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale), che consenta di rilevare comportamenti potenzialmente anomali degli operatori;
- che l'RdB conduca un'analisi del funzionamento della metodologia di profilazione dei consumi, mediante gli strumenti e le attività previste dal TIMMIG, a decorrere dal 1° gennaio 2020.

Con la delibera 18 dicembre 2019, 538/2019/R/gas, sono state approvate, per quanto di competenza, le proposte di aggiornamento del Codice di rete trasmesse da Snam Rete Gas in applicazione della riforma del *settlement* gas e sono state adottate disposizioni per l'avvio della nuova disciplina dal 1° gennaio 2020. In particolare, è stato stabilito:

- di definire una disciplina transitoria di applicazione dei corrispettivi di scostamento al fine di tutelare le esigenze rappresentate dagli operatori, ossia, nello specifico, di prevedere, in continuità con il regime in vigore sino al 31 dicembre 2019, una disciplina transitoria di applicazione dei corrispettivi di scostamento delle capacità di trasporto necessarie per fornire i prelievi presso i *city gate* e limitare i rischi connessi alla possibile non corretta valutazione delle capacità di trasporto necessarie per effetto delle incertezze nella previsione dei prelievi nella prima fase di applicazione della riforma del *settlement*;
- di prorogare, fino al giorno 19 febbraio 2020 compreso, la validità dei parametri numerici degli incentivi di cui all'art. 9 del TIB, definiti con la delibera 27 settembre 2018, 480/2018/R/gas;
- che Snam Rete Gas possa integrare, anche sulla base dei dati aggiornati resi disponibili dal Gestore del SII e previa segnalazione all'Autorità, le modalità di determinazione del parametro di correzione dei profili standard con la temperatura *Wkr*, anche al fine di ridurre la variabilità giornaliera della quota di Δ ^o da approvvigionare rispetto al suo valore medio e la possibilità che si verifichino criticità nella gestione del bilanciamento derivanti dalle incertezze di stima dei volumi da approvvigionare, sia per la parte di consumi, la cui previsione è posta in capo ai medesimi utenti del bilanciamento (ossia i consumi dei punti di riconsegna della rete di distribuzione letti con frequenza almeno mensile o superiore), sia per l'entità e la variabilità dei volumi da approvvigionare da parte di Snam Rete Gas, in particolare per la quota a copertura del Δ ^o.

Per quanto riguarda, infine, il *settlement* degli anni pregressi, dando seguito a quanto previsto dalla delibera 5 ottobre 2017, 670/2017/R/gas, con cui l'Autorità ha emanato la disciplina relativa alla gestione delle sessioni di aggiustamento per il periodo 2013-2019, con la delibera 12 marzo 2019, 91/2019/R/gas, sono state approvate disposizioni alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) per la corresponsione a Snam Rete Gas, in qualità di responsabile del bilanciamento, degli ammontari relativi agli esiti della seconda sessione di aggiustamento (effettuata ai sensi della delibera 5 ottobre 2017, 670/2017/R/gas). Con la stessa delibera è stato, inoltre, stabilito che le imprese di trasporto provvedano a corrispondere agli utenti gli importi relativi al conguaglio dei corrispettivi di scostamento determinati in applicazione della delibera 5 aprile 2018, 223/2018/R/gas, secondo modalità e tempistiche analoghe a quelle approvate con la delibera 18 dicembre 2018, 676/2018/R/gas. Successivamente, con la delibera 29 ottobre 2019, 433/2019/R/gas, sono state approvate analoghe disposizioni in relazione agli esiti della terza sessione di aggiustamento, effettuata ai sensi della delibera 670/2017/R/gas, concernente gli anni 2014-2017.

Servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione

Accesso al servizio di trasporto

Il regolamento (UE) 459/2017 (*Capacity Allocation Mechanism – CAM*), che istituisce un codice di rete relativo ai meccanismi di allocazione di capacità nei sistemi di trasporto del gas, disciplina, tra le altre questioni, la realizzazione di nuova capacità presso i punti di interconnessione tra i paesi dell'Unione europea. In merito a tali punti, il regolamento prevede una procedura armonizzata a livello europeo per la realizzazione di nuova capacità e introduce precisi obblighi, direttamente applicabili, in capo ai gestori del sistema di trasporto e alle autorità di regolazione nazionali. Nel quadro del regolamento CAM, la prima procedura per la realizzazione di nuova capacità è stata lanciata dai gestori di sistemi di trasporto nel 2017. Alla luce dell'esperienza acquisita nel corso della suddetta procedura, e in vista dell'avvio della nuova procedura il 1° luglio 2019, l'Autorità, con delibera 16 aprile 2019, 245/2019/R/gas, ha ritenuto opportuno modificare alcune disposizioni della regolazione nazionale relative alla creazione di nuova capacità presso i punti della rete nazionale non connessi con un paese dell'Unione europea. Tali modifiche, in particolare, sono funzionali all'armonizzazione delle tempistiche di svolgimento della procedura nazionale e di quella europea, al fine di assicurare uno sviluppo coordinato della rete di trasporto nazionale. Le due procedure, infatti, sebbene incidano su punti di accesso diversi della rete nazionale (europei e non europei), hanno impatti sullo sviluppo dello stesso sistema di trasporto ed è quindi importante che siano coordinate.

Per quanto riguarda, invece, i punti di interconnessione tra i paesi non appartenenti all'Unione europea, nei primi mesi del 2019, diversi operatori italiani hanno avviato delle trattative con Algeria e Tunisia per rinnovare i contratti in scadenza di acquisto e trasporto di gas attraverso i gasdotti internazionali TTPC-TMPC con punto di approdo a Mazara del Vallo. A causa del protrarsi delle trattative, gli operatori coinvolti hanno presentato una segnalazione all'impresa maggiore di trasporto, per manifestare l'interesse ad acquisire capacità annua presso il punto di entrata di Mazara del Vallo, ma l'impossibilità a partecipare secondo le modalità e le tempistiche indicate nel Codice di trasporto.

Al fine di tenere conto delle circostanze eccezionali sopra descritte e in considerazione del fatto che Mazara rappresenta un punto di collegamento strategico con un paese produttore di gas naturale non appartenente all'Unione europea, l'Autorità, con delibera 16 luglio 2019, 308/2019/R/gas, ha disposto una deroga alla regolazione vigente e ha dato mandato all'impresa maggiore di trasporto di introdurre, solo per il 2020, una seconda sessione di conferimento di capacità annua (oltre a quella del 1° luglio) nel mese di settembre.

A seguito della sopra richiamata delibera, l'Autorità, inoltre, con il documento per la consultazione 30 luglio 2019, 344/2019/R/gas, ha proposto di aggiornare più in generale la disciplina vigente, contenuta nella delibera 17 luglio 2002, 137/02, in materia di conferimenti di capacità annua presso i punti interconnessi con l'estero, diversi dai punti interconnessi con paesi appartenenti all'Unione europea e con la Svizzera (quindi Mazara del Vallo – collegamento con l'Algeria – e Gela – collegamento con la Libia –). Lo scopo è conciliare le criticità legate all'acquisizione della capacità annua derivanti da processi negoziali/autorizzativi non disciplinati da regolamenti europei con l'esigenza di tutelare il sistema dal punto di vista della sicurezza degli approvvigionamenti.

Relativamente all'accesso al gasdotto TAP (*Trans-Adriatic Pipeline*), con delibera 25 giugno 2019, 267/2019/R/gas, sono state approvate, congiuntamente con i regolatori di Albania e Grecia (ERE e RAE), le procedure per la

prima fase (fase "non vincolante") del *market test* da svolgere nel 2019 proposte dalla società TAP AG. Il *market test* è stato svolto in ottemperanza al regolamento CAM, che prevede che almeno in tutti gli anni dispari i TSO (*Transmission System Operator*) svolgano un procedimento coordinato per l'offerta di capacità incrementale ai punti di interconnessione con i paesi dell'Unione europea. In caso di esito positivo, la capacità del gasdotto viene ampliata rispetto a quella iniziale, in quanto gli investimenti necessari vengono coperti dagli impegni di prenotazione della capacità risultanti dal test, fino al limite delle possibilità tecniche.

Per quanto concerne, infine, i punti di uscita situati sul territorio nazionale, con la delibera 16 aprile 2019, 147/2019/R/gas, è stata concluso il processo avviato con il documento per la consultazione 1° marzo 2018, 114/2018/R/gas, relativo alla riforma dei processi di conferimento della capacità di trasporto presso i punti di riconsegna della rete di trasporto con le reti di distribuzione e i corrispondenti punti di uscita.

La riforma si è resa necessaria non solo perché le attuali procedure appaiono inutilmente onerose, ma soprattutto perché esse, favorendo i soggetti che forniscono presso un *city gate* un numero di clienti elevato e con caratteristiche di prelievo differenti, costituiscono una barriera all'accesso di nuovi entranti e ostacolano la contendibilità dei clienti.

La delibera definisce gli aspetti principali relativi alla determinazione delle capacità associate ai punti di riconsegna e i relativi flussi informativi. Tuttavia, l'attuazione dell'intervento è prevista in esito a un'apposita valutazione degli aspetti implementativi effettuata su base sperimentale dal responsabile del bilanciamento, assicurando il coinvolgimento dei soggetti interessati. A tale fine rileva la precedente delibera 19 febbraio 2019, 57/2019/R/gas, che ha incentivato il completamento della metodologia di profilazione dei prelievi aggiungendo una componente dinamica, funzione della temperatura, e un'ampia condivisione della nuova metodologia con gli operatori di mercato, in anticipo rispetto all'entrata in vigore. Tale metodologia consente di ripartire la punta di utilizzo della capacità presso i *city gate* in modo più aderente al contributo di ciascun punto di prelievo e pertanto anche di suddividerne in modo più equo i costi.

Un ulteriore aspetto oggetto di approfondimento prima dell'attuazione della riforma riguarda il cosiddetto fattore *z*, che riproporziona le capacità convenzionalmente calcolate di ciascun punto di prelievo in modo che la loro somma coincida con la capacità utilizzata al *city gate*. È stata rilevata, in proposito, l'opportunità che le capacità siano calcolate non con riferimento ai singoli *city gate*, ma a una loro aggregazione per zone geografiche o climatiche, per evitare che vi siano differenze significative nei costi di trasporto per clienti finali facenti capo a *city gate* diversi, anche se geograficamente vicini.

Le disposizioni di cui alla delibera 147/2019/R/gas hanno previsto che intercorresse un lungo periodo dalla data di pubblicazione del documento alla data della sua entrata in efficacia, non solo per i necessari approfondimenti sopra descritti, ma anche per consentire agli operatori un tempo adeguato di recepimento, visto l'impatto profondo sui rapporti commerciali e sulle posizioni consolidate nell'assetto dei mercati determinati dall'attuale regolazione.

Accesso al servizio di stoccaggio

Con la delibera 26 febbraio 2019, 67/2019/R/gas, l'Autorità ha adottato il Testo integrato per la regolazione in materia di garanzie di libero accesso al servizio di stoccaggio di gas naturale (RAST), con la finalità di provvedere al riordino e al coordinamento testuale delle disposizioni vigenti in materia di accesso al servizio di stoccaggio. In particolare, il RAST integra le disposizioni in materia di:

- adozione di garanzie di libero accesso al servizio di stoccaggio del gas naturale ancora vigenti contenute nella delibera 21 giugno 2005, 119/05, il cui assetto originario, per quanto riguarda l'allocazione dei servizi, è stato pressoché integralmente superato dall'evoluzione successiva al decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1;
- allocazione delle capacità di stoccaggio di breve periodo, contenuta nella delibera 21 aprile 2016, 193/2016/R/gas, come integrata con la delibera 20 novembre 2018, 594/2018/R/gas;
- disciplina relativa alla determinazione dei corrispettivi di stoccaggio, sulla base dei ricavi riconosciuti, contenuta agli artt. da 9 a 13 della delibera 12 febbraio 2015, 49/2015/R/gas;
- modalità di svolgimento delle procedure concorsuali per l'allocazione delle capacità di stoccaggio per il successivo anno termico o per periodi pluriennali e disposizioni relative alla gestione dei servizi oggetto di conferimento, come da ultimo definita – per l'anno termico di stoccaggio 2018/2019 – con la delibera 1° marzo 2018, 121/2018/R/gas; anche per l'anno termico di stoccaggio 2019/2020, in ciascuna procedura di allocazione, i partecipanti sono chiamati a presentare la loro offerta per la capacità di stoccaggio, per i servizi di modulazione uniforme e di punta, articolata in due diversi prodotti:
 - uno che prevede la disponibilità della capacità di iniezione dal mese successivo a quello di conferimento sino al termine della fase di iniezione (prodotto stagionale);
 - un altro che considera la disponibilità di capacità di iniezione nel solo mese successivo a quello di conferimento (prodotto mensile).

Le disposizioni del RAST per il conferimento della capacità per l'anno termico di stoccaggio 2019/2020 completano il quadro della disciplina in materia, attuando, per quanto di competenza dell'Autorità, le previsioni del decreto del Ministro dello sviluppo economico 15 febbraio 2019, con il quale è stato sostanzialmente confermato per il 2019/2020 l'assetto previgente del servizio di stoccaggio, anche con riferimento all'offerta da parte di Stogit ed Edison Stoccaggio dei cosiddetti servizi di flessibilità.

Si noti che tali interventi si inseriscono in un contesto di mercato molto diverso rispetto agli anni passati, che presenta differenziali stagionali di prezzo del gas piuttosto elevati, che si pongono a livelli superiori ai costi connessi all'acquisto della capacità di stoccaggio e al suo utilizzo.

Con la delibera 8 ottobre 2019, 407/2019/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta di modifica del Codice di stoccaggio presentata dalla società Stogit. Tale proposta, in particolare, prevede che la gestione dei processi di conferimento della capacità di breve termine (aste mensili, settimanali, giornaliere e infragiornaliere) sia effettuata attraverso Prisma (principale piattaforma europea utilizzata per il *trading* della capacità di gas) a partire dalla fase di erogazione dell'anno termico 2019/2020. La scelta di utilizzare una piattaforma europea standardizzata come Prisma è finalizzata a favorire il più ampio accesso ai servizi di stoccaggio da parte di tutti gli utenti, nazionali ed esteri. Prisma è già utilizzata da Snam (dall'aprile 2013, anno in cui ne è diventata anche azionista) per l'allocazione della capacità presso i punti della rete di trasporto nazionale interconnessi con l'estero.

Accesso ed erogazione del servizio di rigassificazione

Con la delibera 11 giugno 2019, 234/2019/R/gas, l'Autorità ha aggiornato, sulla base degli elementi acquisiti in esito alle aste per il conferimento della capacità di rigassificazione, i criteri di calcolo dei prezzi di riserva delle procedure concorsuali di cui all'art. 7 del TIRG (Testo integrato in materia di adozione di garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto). La revisione dei predetti criteri è stata introdotta in coerenza con gli obiettivi di minimizzazione degli oneri sostenuti dal sistema in applicazione del fattore di copertura dei ricavi e di promozione della liquidità del mercato del gas, nonché al fine di favorire una maggiore profondità dei conferimenti.

Con la delibera 29 ottobre 2019, 431/2019/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta della società Terminale GNL Adriatico per la determinazione dei corrispettivi per i servizi di flessibilità, in linea con quanto definito per il precedente anno termico e con le disposizioni in materia di cui all'art. 12 del TIRG.

Approvazione e aggiornamento dei codici dei servizi

La disciplina dell'accesso e dell'erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale, contenuta nel decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, prevede che le imprese eroganti i predetti servizi definiscano i propri codici in conformità ai criteri stabiliti dall'Autorità, che li approva una volta verificata la coerenza con i criteri medesimi.

Nel corso del 2019, sono stati aggiornati alcuni codici dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione, al fine di recepire nuove previsioni normative, disposizioni dell'Autorità o modalità gestionali funzionali al miglioramento dell'erogazione del servizio. In particolare:

- con la delibera 5 marzo 2019, 80/2019/R/gas, sono state approvate la proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio presentata da Edison Stoccaggio, con la quale si introducono i servizi di flessibilità di cui all'art. 1, comma 9, del decreto ministeriale 15 febbraio 2019, nonché le disposizioni in materia di costituzione del pegno irregolare sul gas depositato in stoccaggio a favore di creditori terzi;
- con la delibera 16 aprile 2019, 153/2019/R/gas, è stata approvata la proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio presentata da Stogit, con la quale:
 - sono stati migliorati i processi di conferimento della capacità di stoccaggio di breve termine, per esempio attraverso l'introduzione di una seconda sessione di conferimento delle capacità giornaliere da effettuarsi alle ore 15.30 del giorno precedente e l'integrazione delle modalità di gestione delle garanzie;
 - è stato introdotto un servizio che prevede la possibilità di ridurre il profilo minimo di riempimento mensile nella fase di riempimento degli stoccaggi;
 - sono state definite le modalità di passaggio dalle condizioni di normale esercizio alle condizioni di emergenza generale e le tempistiche di svolgimento dei processi per il conferimento delle prestazioni di erogazione aggiuntiva ai sensi della delibera 27 novembre 2018, 612/2018/R/gas;
- con la delibera 12 novembre 2019, 461/2019/R/gas, è stata approvata la proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio presentata da Stogit, con la quale sono state recepite alcune modalità semplificate per il conferimento della cosiddetta capacità di erogazione quindicinale: in particolare, vengono agevolati i trasferimenti intertemporali di capacità nella titolarità dell'utente, secondo criteri di merito economico, ma senza che questo obblighi l'utente a partecipare alla procedura di allocazione sia in acquisto sia in vendita;

- con la delibera 19 dicembre 2019, 555/2019/R/gas, sono state approvate due proposte di aggiornamento del Codice di stoccaggio presentate da Edison Stoccaggio: la prima riguarda le modalità con le quali sono disciplinate le cessioni e gli acquisti di capacità e di gas; la seconda riguarda il conferimento di capacità per i servizi di stoccaggio di breve termine e le conseguenti integrazioni dei criteri di accettazione delle rinomine.

Accesso al servizio tramite carri bombolai

Con la delibera 19 marzo 2019, 102/2019/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta di modifica del Codice di rete presentata da Snam Rete Gas finalizzata a migliorare le procedure relative: i) alle richieste di allacciamento alla rete di trasporto; ii) alle modalità di individuazione dei fornitori del servizio alternativo di fornitura di gas naturale tramite carri bombolai, a seguito dell'indisponibilità del servizio di trasporto presso i punti di riconsegna della rete di trasporto.

Misure per la sicurezza del sistema

Con la delibera 29 gennaio 2019, 29/2019/R/gas, l'Autorità ha adottato disposizioni funzionali al recepimento, nella Disciplina del mercato del gas naturale (MGAS) nonché nella Convenzione tra il GME e Stogit, delle disposizioni introdotte con la delibera 612/2018/R/gas, con riferimento alla messa a disposizione agli utenti sull'MGAS, da parte di Stogit, di capacità di stoccaggio aggiuntive a quelle disponibili, in situazioni di particolare criticità del sistema.

Con la delibera 26 febbraio 2019, 68/2019/I/gas, l'Autorità ha espresso al Ministro dello sviluppo economico parere favorevole in merito alle proposte del GME di modifica della Disciplina MGAS, ai sensi dell'art. 3, commi 3.5 e 3.6 della medesima Disciplina, trovandole funzionali all'implementazione delle misure previste dalla delibera 612/2018/R/gas.

Sempre in materia di salvaguardia del sistema del gas, con la delibera 21 novembre 2019, 489/2019/R/gas, l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni del decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 ottobre 2013, relative alla gestione e all'approvvigionamento, da parte dei terminali di rigassificazione, dei quantitativi di GNL da mantenere stoccati e da rendere disponibili nell'ambito del cosiddetto servizio di *peak shaving*. Ciò consente di fronteggiare le eventuali situazioni di emergenza del sistema, determinando i prezzi a base d'asta in ragione del costo/opportunità per un utente di fornire il gas da immobilizzare nei serbatoi dei rigassificatori e da utilizzare in caso di crisi del sistema.

Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

In una fase evoluta della regolazione, la funzione di monitoraggio dei mercati all'ingrosso rappresenta lo strumento principale a disposizione dell'Autorità per valutare la struttura dei mercati e il loro corretto funzionamento, nonché il comportamento degli operatori e l'adeguatezza del sistema. A differenza della funzione di *enforcement*,

anch'essa propria dell'Autorità, che ha come obiettivo specifico la sorveglianza sulla corretta applicazione della normativa e della regolazione di settore, quella di monitoraggio dei mercati all'ingrosso presenta una natura più articolata e dinamica, tanto da rivestire anche un importante ruolo propositivo e di supporto allo sviluppo di una regolazione efficace e "al passo" con il grado di evoluzione dei mercati regolati, attraverso l'individuazione di eventuali anomalie nei loro esiti, di criticità nell'assetto regolatorio di riferimento, nonché delle sue necessarie integrazioni.

L'importanza della funzione di monitoraggio svolta dalle autorità di regolazione a livello nazionale – e già prevista per ARERA dalla legge istitutiva – è stata riconosciuta anche a livello europeo: la direttiva gas 2009/73/CE (implementata in Italia dal decreto legislativo n. 93/2011) e il regolamento (UE) 1227/2011 sull'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT – *Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency*), infatti, hanno rafforzato e ampliato i poteri di monitoraggio delle autorità di regolazione nazionali.

In particolare, la funzione di monitoraggio prevista dal REMIT è finalizzata ad accrescere la generale trasparenza dei mercati e a promuovere più omogenee condizioni competitive tra gli operatori, intercettando le condotte abusive attinenti alle manipolazioni di mercato e alle operazioni di *insider dealing*, ivi comprese le pratiche che si estendono *cross-border* e *cross-product* (prodotti *spot* e a termine, fisici e finanziari); tale importante funzione, pertanto, è coordinata a livello europeo dall'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER).

A livello nazionale, le attività di monitoraggio di cui ARERA è investita ai sensi del REMIT ampliano, quindi, la portata di quelle più tradizionali volte a individuare anomalie (non necessariamente di natura abusiva) nei comportamenti dei partecipanti ai mercati all'ingrosso, e si estendono a tutte le negoziazioni di elettricità e di gas naturale con consegna in Italia, anche attraverso la cooperazione con le altre autorità di regolazione nazionali e con i gestori esteri di mercati organizzati. Sul piano operativo, la funzione di monitoraggio attribuita ad ARERA ai sensi del REMIT si sovrappone a quella tradizionale, condividendone in larga misura informazioni, procedure e strumenti di analisi.

Alla luce dell'evolversi del contesto di riferimento, nonché dei compiti di monitoraggio attribuiti, l'Autorità, con la delibera 5 dicembre 2018, 631/2018/R/gas, ha adottato il Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale (TIMMIG), al fine di rafforzare la propria funzione di monitoraggio nel settore¹.

Il TIMMIG, tra le altre disposizioni, prevede che il Gestore dei mercati energetici (GME – incaricato del monitoraggio della dimensione concorrenziale) e l'impresa maggiore di trasporto (Snam Rete Gas o SRG – incaricata del monitoraggio della dimensione strutturale) inviino annualmente all'Autorità, per l'approvazione, il consuntivo dei costi sostenuti per le attività di monitoraggio svolte nell'anno precedente. Con la delibera 16 aprile 2019, 151/2019/R/gas, l'Autorità ha approvato i costi a consuntivo sostenuti dal GME nel corso dell'anno 2018 per l'attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale. Con la delibera 4 giugno 2019, 223/2019/R/gas, l'Autorità ha approvato i costi sostenuti da Snam Rete Gas per la predetta attività nel corso del 2018 e il preventivo per il 2019. Con la suddetta delibera, inoltre, l'Autorità, alla luce delle disposizioni del TIMMIG e del conseguente avvio dell'Ufficio di monitoraggio di SRG, ha disposto di aggiornare la regolazione in materia

¹ Per maggiori dettagli sulla struttura, le finalità e le disposizioni del TIMMIG si rimanda alla *Relazione Annuale 2019*.

di separazione contabile contenuta nel TIUC² per prevedere il comparto relativo al monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale (in linea con quanto è stato già fatto per il settore elettrico).

I costi relativi alle sopra richiamate attività di monitoraggio sono finanziati a valere sul Fondo per la copertura degli oneri connessi al sistema di bilanciamento del sistema del gas.

Il TIMMIG, inoltre, prevede che l'impresa maggiore di trasporto raccolga e organizzi i dati relativi alle attività di monitoraggio all'interno di un database, denominato "database dei dati fondamentali". Tale database è accessibile all'Autorità e al GME. In particolare, ai sensi del TIMMIG, le modalità di accesso del GME al suddetto database sono disciplinate da un'apposita Convenzione sottoscritta dallo stesso GME e da SRG. Lo schema della Convenzione, nonché i successivi aggiornamenti, sono approvati dall'Autorità, sulla base di una proposta di SRG e del GME. Con la delibera 24 settembre 2019, 392/2019/R/gas, l'Autorità ha approvato un aggiornamento della Convenzione con il quale si prevede che SRG, per lo svolgimento delle attività di monitoraggio assegnate, disponga dei dati relativi alle singole transazioni concluse nei mercati a negoziazione continua gestiti dal GME, in forma anonima, nonché dei dati delle transazioni proposte e concluse dalla stessa impresa.

Il TIMMG, infine, prevede che ogni anno il GME e l'impresa maggiore di trasporto trasmettano all'Autorità, per l'approvazione, il preventivo dei costi per l'anno successivo e che solo il GME, invece, invii il preconsuntivo dei costi per l'anno in corso. In linea con queste disposizioni, l'Autorità, con la delibera 5 novembre 2019, 452/2019/R/gas, ha approvato il preventivo dei costi per le attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale del GME relative al 2020 e il preconsuntivo dei costi per le medesime attività eseguite nel 2019. Con la delibera 19 dicembre 2019, 556/2019/R/gas, è stato, invece, approvato il preventivo dei costi di SRG per l'attività di monitoraggio relativa all'anno 2020.

Infine, è proseguito il coordinamento dell'Autorità con ACER nelle attività di monitoraggio dei mercati all'ingrosso del gas naturale ai sensi del regolamento (UE) 1227/2011 (per approfondimenti sull'attuazione del REMIT si veda il Capitolo 10).

Dando seguito alla delibera 5 maggio 2017, 308/2017/R/gas, sul monitoraggio in esame, con la delibera 17 settembre 2019, 376/2019/R/gas, l'Autorità ha previsto la modifica dell'allegato A alla delibera 15 settembre 2016, 502/2016/R/gas, contenente la disciplina del fondo a copertura dell'eventuale debito derivante da inadempimenti degli operatori sul mercato per gli importi eccedenti le garanzie escusse, al fine di adeguarne le disposizioni coerentemente con l'introduzione del sistema integrato delle garanzie per i mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, che consente la gestione unitaria dell'inadempimento, e di conseguenza di uniformare il sistema di salvaguardia vigente nei predetti mercati.

Tra gli aggiustamenti che si sono resi necessari si segnala, inoltre, che:

- con la delibera 26 febbraio 2019, 68/2019/R/gas, l'Autorità – come già ricordato *supra* – ha espresso al Ministero dello sviluppo economico il proprio parere favorevole alla proposta di modifica della Disciplina del mercato del gas naturale (MGAS) presentata dal Gestore dei mercati energetici, ai sensi dell'art. 3, commi 3.5

² Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico in merito agli obblighi di separazione contabile (*unbundling* contabile) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica, del gas e per i gestori del servizio idrico integrato e relativi obblighi di comunicazione (abbreviato in Testo integrato dell'*unbundling* contabile – TIUC), approvato con delibera 24 marzo 2016, 137/2016/R/com.

e 3.6 della medesima Disciplina, in quanto funzionale all'attuazione delle disposizioni della delibera 612/2018/R/gas che definiscono le modalità con cui sono rese disponibili le risorse di stoccaggio in caso di attivazione delle misure contenute nel Piano di emergenza;

- con la delibera 25 maggio 2019, 266/2019/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta di convenzione tra il Gestore dei mercati energetici e Snam Rete Gas che recepisce le disposizioni adottate con la delibera 28 maggio 2019, 208/2019/R/gas, di definizione delle modalità con le quali il responsabile del bilanciamento si approvvigiona, tramite il mercato del gas naturale, dei quantitativi a copertura dei consumi, delle perdite di rete, della variazione del *linepack* e del gas non contabilizzato;
- con la delibera 16 luglio 2019, 309/2019/R/gas, l'Autorità ha espresso al Ministero dello sviluppo economico il proprio parere favorevole alla proposta di modifica della Disciplina del mercato del gas naturale (MGAS) presentata dal Gestore dei mercati energetici, finalizzata all'introduzione del sistema integrato delle garanzie per i mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, che ha comportato la necessità di una gestione unitaria dell'inadempimento e di uniformare il sistema di salvaguardia vigente nei suddetti mercati;
- con la delibera 19 novembre 2019, 478/2019/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte di convenzione tra il Gestore dei mercati energetici e Snam Rete Gas e tra il medesimo Gestore e Stogit, coerentemente con l'introduzione del sistema integrato delle garanzie per i mercati dell'energia elettrica e del gas naturale e delle modifiche apportate alla disciplina del fondo a copertura dell'eventuale debito derivante da inadempimenti degli operatori sul mercato per gli importi eccedenti le garanzie escusse, ai sensi della delibera 376/2019/R/gas, al fine di uniformare il sistema di salvaguardia vigente nei suddetti mercati.

Qualità dei servizi di trasporto, distribuzione, stoccaggio e misura

Qualità del servizio di trasporto del gas

Con la delibera 19 dicembre 2019, 554/2019/R/gas e il relativo allegato A, facendo seguito al documento per la consultazione 28 maggio 2019, 203/2019/R/gas, l'Autorità ha definito i criteri della Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale (RQTG) per il quinto periodo di regolazione (5PRT) 2020-2023, prevedendo, in particolare, in un quadro di sostanziale continuità rispetto alla previgente regolazione:

- l'introduzione di una più chiara distinzione tra le attività di sorveglianza e le attività di ispezione e una rimodulazione degli obblighi di frequenza minima per tali attività;
- l'introduzione dell'obbligo annuale di comunicazione del numero degli eventi che hanno dato luogo a rilascio di gas naturale in atmosfera e del volume complessivo rilasciato;
- la razionalizzazione delle disposizioni sull'allocazione dei costi e sulle responsabilità legate al servizio di trasporto alternativo mediante carri bombolai;
- la riduzione della soglia di capacità conferita ai punti di riconsegna al di sopra della quale l'impresa di trasporto è tenuta a monitorare, con un sistema di rilevazione in continuo, il valore della pressione minima su base oraria;
- una semplificazione della regolazione sulla qualità commerciale, con la garanzia, al contempo, di un miglioramento continuo delle prestazioni delle imprese di trasporto nei confronti degli utenti del servizio e dei clienti finali.

Qualità del servizio di stoccaggio del gas

Con la delibera 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas e il relativo allegato B, facendo seguito al documento per la consultazione 2 luglio 2019, 288/2019/R/gas, l'Autorità ha approvato, contestualmente ai criteri di regolazione tariffaria di cui alla RTSG (Regolazione tariffaria per il servizio di stoccaggio del gas naturale per il quinto periodo di regolazione 2020-2025, di cui si tratterà in seguito), i criteri della Regolazione della qualità per il servizio di stoccaggio del gas naturale (RQSG) per il quinto periodo di regolazione (5PRS) 2020-2025, prevedendo, in particolare, in un quadro di sostanziale continuità rispetto alla previgente regolazione:

- la distinzione tra attività di sorveglianza e attività di ispezione (invasiva e non invasiva) delle *flow line* di collegamento;
- l'introduzione dell'obbligo di installazione, con riferimento ai nuovi pozzi di stoccaggio, di valvole di sicurezza che non sia necessario rimuovere per consentire l'effettuazione di interventi manutentivi; per quanto riguarda i pozzi già in esercizio, l'Autorità ha previsto che l'installazione di tali valvole sia contestuale alla realizzazione di altri interventi di manutenzione straordinaria e subordinata a un'analisi dei costi e dei benefici in termini di riduzione di emissioni di gas naturale;
- l'introduzione dell'obbligo di comunicazione annuale del numero degli eventi che hanno dato luogo a emissioni di gas naturale in atmosfera;
- l'introduzione di una penalità per l'impresa di stoccaggio nel caso in cui le prestazioni (di erogazione o iniezione) messe a disposizione degli utenti risultino inferiori a quelle associate alle capacità conferite, in linea con le curve prestazionali individuate con decreto del Ministero dello sviluppo economico ai sensi della normativa vigente;
- il rafforzamento e la razionalizzazione della regolazione sulla qualità commerciale, con la conferma, inoltre, dell'obbligo, per l'impresa di stoccaggio, di pubblicare e rendere disponibili agli utenti del servizio il piano mensile degli interventi di manutenzione programmata e gli obblighi informativi previsti dal RAST a beneficio degli utenti.

Revisione della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025

Con la delibera 23 ottobre 2018, 529/2018/R/gas, è stato avviato un procedimento finalizzato alla revisione della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il quinto periodo di regolazione.

In attuazione del procedimento, sono stati pubblicati i seguenti documenti per la consultazione:

- il documento 7 maggio 2019, 170/2019/R/gas, contenente le linee di intervento per la definizione dei criteri di regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo regolatorio;
- il documento 30 luglio 2019, 338/2019/R/gas, in cui sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità in relazione alla durata del periodo regolatorio e ai criteri di regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas in vigore dal 1° gennaio 2020. In particolare, l'Autorità, nello sviluppo degli orientamenti in materia di sicurezza, continuità e qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura del gas, ha tenuto conto, tra l'altro, sia dei contributi pervenuti dai soggetti che hanno risposto al documento per la consultazione 170/2019/R/gas, sia dei dati e delle informazioni raccolte nel corso del quarto periodo regolatorio.

Con la delibera 27 dicembre 2019, 569/2019/R/gas, è stata approvata la nuova Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (RQDG) – Parte I del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025.

I principali elementi di novità introdotti dalla RQDG del 2019 riguardano, con riferimento alla sicurezza del servizio di distribuzione:

- l'introduzione dell'indicatore relativo alla vita residua media ponderata delle tubazioni di rete dell'impianto di distribuzione del gas naturale;
- l'obbligo di partecipazione alla regolazione premi-penalità anche per gli impianti con meno di 1.000 clienti finali serviti al 31 dicembre 2019;
- in materia di regolazione premi-penalità per la componente dispersioni, i criteri di fissazione dei livelli di partenza e tendenziali per gli impianti che hanno subito variazioni di stato e/o configurazione;
- sempre in materia di regolazione premi-penalità, la rimodulazione dei fattori incentivanti l'ammodernamento dei sistemi di odorizzazione installati nei punti di consegna (*city gate*), l'installazione di sistemi di telesorveglianza dello stato di protezione catodica delle reti in acciaio e di sistemi di telecontrollo dei gruppi di riduzione finale;
- gli effetti penalizzanti, nella regolazione premi-penalità, degli incidenti da gas di responsabilità dell'impresa di distribuzione;
- l'obbligo relativo alla messa in protezione catodica efficace delle reti in acciaio in bassa pressione;
- l'introduzione dell'obbligo relativo al rispetto delle tempistiche di eliminazione delle dispersioni di gas previste dalle pertinenti linee guida del Comitato italiano gas (CIG);
- l'introduzione, con decorrenza dal 1° gennaio 2023, dell'obbligo di avere nei punti di consegna (*city gate*) solo impianti di odorizzazione ammodernati;
- l'introduzione dell'obbligo di sostituzione/risanamento/dismissione delle condotte in: ghisa con giunti in canapa e piombo non risanate, PVC, cemento-amianto, altro materiale non previsto dalle norme tecniche;
- in materia di pronto intervento, il conferimento al CIG dell'incarico di predisporre delle linee guida per la gestione delle segnalazioni da parte del personale addetto al centralino di pronto intervento;
- gli obblighi di comunicazione relativi alle dispersioni di gas localizzate e alle chiamate telefoniche per pronto intervento;
- il monitoraggio della pressione di esercizio nelle reti di distribuzione del gas naturale in bassa pressione.

Con riferimento alla qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura, gli elementi di novità della RQDG 2019 riguardano principalmente gli aspetti procedurali inerenti all'effettuazione della verifica della pressione di fornitura su richiesta del cliente finale.

Disposizioni finalizzate a incrementare il numero di misuratori accessibili e il ricorso alle letture effettive

Con il documento per la consultazione 26 novembre 2019, 487/2019/R/gas, l'Autorità ha previsto ipotesi di regolazione relative alla frequenza della raccolta dei dati di misura e alla revisione dei criteri di regolazione della *performance* della misura. In particolare, il documento ha ipotizzato, in relazione alla revisione dei criteri di regolazione della *performance* della misura per i misuratori tradizionali accessibili, di rivedere l'importo unitario dell'indennizzo (pari a 35 euro) – uniformandolo, laddove possibile, al livello dell'indennizzo del settore elettrico –

e di prevedere un tetto massimo annuo erogabile al singolo cliente finale. La disciplina indennizzante degli *smart meter* sarà, invece, regolata dal Testo integrato sulla fatturazione (TIF), in coerenza con l'approccio applicato per il settore elettrico.

Nelle more dell'approvazione della predetta revisione, mediante l'adozione di specifici provvedimenti da adottare entro il primo trimestre 2020, con decorrenza applicativa dal 1° luglio 2020, sono state confermate, in via transitoria per il 2020, le disposizioni già contenute nella RQDG 2014-2019:

- in relazione ai misuratori accessibili tradizionali, in materia di frequenza di raccolta della misura, dei relativi indennizzi e dei connessi obblighi di registrazione di informazioni;
- in relazione ai misuratori tradizionali parzialmente accessibili o non accessibili, limitatamente alle imprese distributrici con più di 50.000 clienti finali al 31 dicembre 2019, in materia di obblighi di lettura.

Attuazione della regolazione premi-penalità della sicurezza del servizio di distribuzione in vigore nel periodo 2014-2019

Con la delibera 16 luglio 2019, 305/2019/R/gas, l'Autorità ha previsto, nelle more delle conclusioni del procedimento relativo alla determinazione dei premi e delle penalità per l'anno 2016 e al fine di evitare penalizzazioni finanziarie nei confronti delle imprese distributrici che hanno dato il proprio benessere rispetto ai risultati di previsione della determinazione dei premi e delle penalità per il 2016, un'anticipazione nella misura pari all'80% in acconto dell'importo complessivo netto dei premi per il 2016 spettanti (saldo algebrico dei premi e delle penalità). Tali anticipazioni sono state corrisposte alle imprese interessate entro il mese di ottobre 2019.

Controllo dell'attuazione della vigente regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas

Anche per il 2019 l'Autorità ha previsto un programma di controlli e verifiche ispettive finalizzati ad accertare la corretta attuazione della regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas, con particolare riferimento alla sicurezza.

Con la delibera 5 marzo 2019, 74/2019/E/gas, l'Autorità ha approvato un programma di 50 controlli telefonici nei confronti di altrettante imprese distributrici. L'obiettivo di tali controlli è verificare il corretto funzionamento del servizio di pronto intervento. Se il controllo telefonico ha esito non conforme, l'impresa distributtrice viene sottoposta a verifica ispettiva. Per violazioni in materia di servizio di pronto intervento sono stati avviati i seguenti procedimenti:

- determina 5 aprile 2019, DSAI/16/2019/gas, nei confronti dell'impresa Energie des Alpes;
- determina 15 aprile 2019, DSAI/18/2019/gas, nei confronti del Comune di Sannazzaro de' Burgondi;
- determina 20 maggio 2019, DSAI/20/2019/gas, nei confronti dell'impresa Acsm Agam Reti Gas Acqua;
- determina 24 maggio 2019, DSAI/22/2019/gas, nei confronti dell'impresa ASPM Soresina Servizi;
- determina 5 giugno 2019, DSAI/27/2019/gas, nei confronti dell'impresa Trescore Infrastrutture;
- determina 7 giugno 2019, DSAI/28/2019/gas, nei confronti dell'impresa Multiservizi Azzanese.

Con la delibera 9 luglio 2019, 296/2019/E/gas, l'Autorità ha approvato, per il periodo 1° ottobre 2019-30 settembre 2020, l'effettuazione di 60 controlli tecnici relativi alla qualità del gas, nei confronti delle imprese distributrici, avvalendosi della collaborazione dell'Azienda speciale Innovhub – Divisione Stazione sperimentale per i combustibili, con l'intento di accertare il rispetto delle normative tecniche e di legge per quanto concerne il potere calorifico superiore, la pressione di fornitura e il grado di odorizzazione del gas distribuito.

Chiusura della sperimentazione *smart metering* multiservizio avviata con la delibera 393/2013/R/gas e primi orientamenti in merito agli obblighi di messa in servizio degli *smart meter* gas

Con la pubblicazione della determina 3 settembre 2019, 5/2019 a cura della Direzione Infrastrutture dell'Autorità, si sono concluse le sperimentazioni di condivisione dell'infrastruttura di comunicazione relativa allo *smart metering* in logica multiservizio, realizzate e gestite nel corso del periodo 2014-2018. Come previsto dalla delibera di avvio della sperimentazione (delibera 19 settembre 2013, 393/2013/R/gas), la suddetta determina ha disposto:

- l'erogazione dell'ultima parte del contributo previsto alle sei società partecipanti alla sperimentazione;
- la pubblicazione sul sito dell'Autorità dei sei rapporti finali delle imprese e il Rapporto di dettaglio dei risultati, contenente la valutazione dei risultati di sintesi dei progetti di sperimentazione multiservizio e corredato da un'analisi statistica dei principali indicatori di funzionamento contenuti nel rapporto di fine *roll-out* e di esercizio biennale prodotti per ciascuno dei sei progetti.

A valle della pubblicazione è stato anche effettuato un seminario pubblico di disseminazione dei risultati.

La sperimentazione ha visto come titolari dei progetti sperimentali i distributori del gas naturale, ma sono stati coinvolti anche i gestori di altri servizi di pubblica utilità, sia regolati dall'Autorità (per esempio, servizio elettrico o idrico) sia non regolati dall'Autorità (per esempio, parcheggi pubblici, illuminazione pubblica, idranti dei Vigili del fuoco ecc.), nonché operatori terzi delle telecomunicazioni. I sei progetti che hanno completato la sperimentazione sono i seguenti:

- progetto con titolare Megareti nella città di Verona;
- progetto con titolare Azienda Municipale Gas nella città di Bari;
- progetto con titolare Inrete Distribuzione Energia nella città di Modena;
- progetto con titolare Ireti nelle città di Parma, Genova e Reggio nell'Emilia;
- progetto con titolare Salerno Energia Distribuzione nella città di Salerno;
- progetto con titolare Isera nel Comune di Isera (TN).

In conclusione, si può affermare che le sperimentazioni si sono concluse positivamente, evidenziando interessanti e auspicati risultati pratici, sintetizzabili come segue:

- la dimostrazione dell'effettiva fattibilità tecnica/tecnologica della condivisione dell'infrastruttura di comunicazione e dell'infrastruttura centrale dei sistemi informativi da parte di diversi servizi di pubblica utilità;
- l'esperienza "in campo" dei modelli di assetto (o *governance*), con gradi diversi di coinvolgimento del soggetto terzo (operatore terzo *carrier*), nella gestione del dato di misura, con la garanzia, al contempo, di un'interazione ordinata, legittima, che tuteli la concorrenza fra gli operatori coinvolti;

- il potenziale di economicità della condivisione conseguibile attraverso economie di scala e un ruolo attivo da parte del regolatore.

Come illustrato sinteticamente con il documento per la consultazione 27 novembre 2019, 487/2019/R/gas (per cui si veda il punto “Tariffe per i servizi di distribuzione e misura” al successivo sottoparagrafo “Tariffe per la connessione e l’accesso alle infrastrutture”), l’Autorità si propone di:

- promuovere l’efficienza del servizio di misura, accompagnando il processo di transizione da un sistema manuale di raccolta e rilevazione delle misure a un sistema il più possibile automatizzato;
- migliorare la *performance* del servizio di misura, riducendo nei limiti del possibile il numero dei misuratori non accessibili e aumentando progressivamente la disponibilità di dati precisi di consumo a favore del cliente finale e del sistema,
- favorire l’innovazione dei sistemi di misura e lo sviluppo di soluzioni con più elevate funzionalità, in una logica di valutazione dei costi e dei benefici, semplificando al contempo la regolazione.

Il documento per la consultazione 487/2019/R/gas tratta diverse tematiche relative al servizio di misura:

- l’eventuale revisione degli obblighi di messa in servizio degli *smart meter* per l’utenza diffusa, in particolare ipotizzando che gli obblighi non siano estesi alle imprese di piccola dimensione (con meno di 50.000 punti di riconsegna servizi);
- le esigenze di miglioramento della *performance* del servizio di misura;
- la trasparenza verso il cliente finale sulla *performance* della misura;
- gli indirizzi per la riforma dei criteri di regolazione tariffaria del servizio di misura nel secondo semiperiodo del quinto periodo di regolazione (2023-2025);
- il supporto all’innovazione.

Tariffe per la connessione e l’accesso alle infrastrutture

Tariffe per il servizio di trasporto del gas

Con la delibera 28 marzo 2019, 114/2019/R/gas, l’Autorità ha definito i criteri di Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale (RTTG) validi per il periodo 2020-2023 (quinto periodo di regolazione – 5PRT). Il provvedimento, che dà attuazione al regolamento (UE) 460/2017 in materia di armonizzazione delle strutture tariffarie per il trasporto del gas (c.d. Codice TAR), è stato pubblicato in esito a un ampio processo di consultazione pubblica avviato con la delibera 23 febbraio 2017, 82/2017/R/gas³, e tiene conto di quanto segnalato nel *report* di ACER “*Analysis of the consultation document on the gas transmission tariff structure for Italy*”, rilasciato il 14 febbraio 2019, in coerenza con le previsioni del Codice TAR, sugli orientamenti finali in materia di metodologia dei prezzi di riferimento e dei criteri di allocazione dei costi sottoposti a consultazione con il documento 16 ottobre 2018, 512/2018/R/gas.

³ In particolare, l’Autorità ha pubblicato i seguenti documenti per la consultazione:

- in data 29 marzo 2018, il documento per la consultazione 182/2018/R/gas, contenente gli orientamenti iniziali in materia di metodologia dei prezzi di riferimento e criteri di allocazione dei costi;
- in data 21 giugno 2018, il documento per la consultazione 347/2018/R/gas, contenente gli orientamenti iniziali in materia di criteri per la determinazione dei ricavi riconosciuti;
- in data 16 ottobre 2018, il documento per la consultazione 512/2018/R/gas, contenente gli orientamenti finali in materia di criteri per la determinazione dei ricavi riconosciuti per i servizi di trasporto, di metodologia dei prezzi di riferimento e criteri di allocazione del costo per il servizio di trasporto.

Le principali novità dei criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto per il 5PRT, rispetto al precedente periodo di regolazione, riguardano, in particolare:

- in un quadro di sostanziale continuità rispetto ai criteri di determinazione del costo riconosciuto, che prevedono schemi di regolazione incentivante di tipo *price cap* limitatamente ai costi operativi e schemi di regolazione di tipo *rate of return* applicati sui costi di capitale, l'introduzione di strumenti propedeutici alle logiche basate sul riconoscimento della spesa totale (*totex*) e di maggiore orientamento agli *output*, quali un maggiore coordinamento tra la regolazione tariffaria e le valutazioni dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto, il monitoraggio degli investimenti e la previsione di incentivazione all'efficientamento delle spese di investimento, secondo un approccio di gradualità;
- con riferimento alle misure di incentivazione degli investimenti, il superamento graduale degli incentivi *input-based* (basati sulla remunerazione addizionale degli investimenti);
- il superamento della determinazione dei corrispettivi secondo la metodologia cosiddetta a matrice, in favore della metodologia della distanza ponderata per la capacità (c.d. *Capacity-Weighted Distance* – CWD), individuata come metodologia di riferimento nell'ambito del Codice TAR;
- l'eliminazione del corrispettivo "a francobollo" applicato ai punti di riconsegna sul territorio nazionale a copertura dei costi di trasporto regionale, essendo i costi del trasporto del gas sulle reti regionali inclusi nell'ambito dei costi da recuperare mediante le tariffe di entrata e uscita definite attraverso la metodologia tariffaria; tale inclusione comporta, inoltre – fatto salvo il periodo transitorio gennaio-settembre 2020 – il superamento dei conferimenti di capacità presso punti di uscita della rete nazionale verso le aree di prelievo.

Con la delibera 28 maggio 2019, 201/2019/R/gas, l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto ai sensi della RTTG 2020-2023, ha approvato i ricavi di riferimento e determinato i corrispettivi tariffari per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per l'anno 2020.

Infine, con la delibera 10 dicembre 2019, 522/2019/R/gas, sempre nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 82/2017/R/gas, l'Autorità ha definito obiettivi e principi connessi al processo di riassetto dell'attività di misura del gas nei punti di entrata e uscita della rete di trasporto, dando mandato a Snam Rete Gas di sottoporre a consultazione pubblica un documento con le linee operative di intervento per il riassetto in parola.

GNL – Tariffe di rigassificazione

In materia di servizi *small scale LNG* (SSLNG), facendo seguito al documento per la consultazione 20 novembre 2018, 590/2018/R/gas, con la delibera 7 maggio 2019, 168/2019/R/gas, l'Autorità ha definito i criteri di regolazione delle condizioni, anche economiche, di accesso e di erogazione dei servizi offerti mediante depositi di stoccaggio di GNL e le disposizioni in materia di separazione contabile per i servizi SSLNG, in applicazione delle previsioni normative di cui agli artt. 9 e 10 del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257. Tali criteri si applicano ai terminali di rigassificazione che offrono, oltre al servizio di rigassificazione, anche servizi SSLNG e ai depositi di stoccaggio di GNL considerati strategici (ai sensi dell'art. 9 del citato decreto legislativo n. 257/2016) e che risultano connessi alla rete di trasporto del gas naturale e dotati di impianti funzionali al processo di rigassificazione e all'immissione nella rete di trasporto di gas naturale.

I criteri in esame prevedono, in particolare:

- con riferimento alla regolazione dell'accesso alle infrastrutture che svolgono sia il servizio di rigassificazione sia i servizi SSLNG:

- di applicare le disposizioni di cui al Testo integrato in materia di adozione di garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del GNL (TIRG) anche ai fini della regolazione delle condizioni di accesso al servizio di rigassificazione erogato dai depositi di GNL;
- nel caso di capacità dedicata ai servizi SSLNG aggiuntiva rispetto a quella di rigassificazione, che l'accesso a tali servizi avvenga sulla base di procedure definite in autonomia dal gestore dell'infrastruttura, ferma restando l'opportunità che il gettito conseguito attraverso l'erogazione dei servizi concorra alla copertura dei costi per l'utilizzo della parte dell'infrastruttura condivisa tra servizio di rigassificazione e servizi SSLNG;
- nel caso di servizi SSLNG che impegnino parte della capacità di rigassificazione (capacità concorrente), che gli utenti dei servizi SSLNG partecipino, per la consegna del GNL al terminale, alle procedure concorsuali di conferimento della capacità di rigassificazione definite dall'Autorità ai sensi del TIRG;
- con riferimento ai criteri di regolazione tariffaria:
 - di applicare le disposizioni di cui alla Regolazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione di GNL (RTRG) anche ai depositi di stoccaggio e rigassificazione del GNL, per i quali i servizi SSLNG si configurano come servizi aggiuntivi rispetto a quello di rigassificazione del GNL;
 - di applicare, per i terminali di rigassificazione esistenti, un criterio di riconoscimento dei costi comuni in linea con la proposta dei cosiddetti costi incrementali, secondo il quale vengono attribuiti ai servizi SSLNG solo i costi (di capitale e operativi) direttamente riconducibili alla fornitura di servizi SSLNG;
 - di prevedere che la copertura della quota dei costi comuni all'attività di rigassificazione e ai servizi SSLNG riconducibile ai servizi SSLNG stessi avvenga sulla base delle due distinte modalità di gestione della capacità funzionale all'erogazione di tali servizi (capacità dedicata o concorrente); in particolare, si stabilisce che:
 - i) in caso di capacità aggiuntiva e dedicata rispetto a quella autorizzata per la rigassificazione, una quota parte dei ricavi derivanti dalla fornitura dei servizi SSLNG concorra a ridurre il ricavo riconosciuto per il servizio di rigassificazione ai fini della remunerazione dei costi comuni; ii) in caso di capacità concorrente con la capacità di rigassificazione, gli utenti dei servizi SSLNG, per la consegna del GNL al terminale, sostengano il corrispettivo risultante in esito alle procedure concorsuali per l'accesso all'infrastruttura, a remunerazione della quota di costi comuni;
- con riferimento ai meccanismi di copertura dei ricavi, di introdurre uno specifico meccanismo che consenta al gestore dei depositi di GNL di cui all'art. 9 del decreto legislativo n. 257/2016 connessi alla rete di trasporto, con riferimento alla sola capacità resa disponibile ai fini del servizio di rigassificazione, di coprire parzialmente i costi riconosciuti limitatamente al solo periodo di avviamento dell'attività, e comunque in misura non superiore al livello di garanzia previsto per i terminali di rigassificazione esistenti; inoltre, si stabilisce che le modalità applicative di tale meccanismo siano disciplinate nell'ambito della regolazione del servizio di rigassificazione del GNL in corso di definizione per il quinto periodo di regolazione del GNL.

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 16 marzo 2017, 141/2017/R/gas, l'Autorità, in data 26 settembre 2019, ha pubblicato il documento per la consultazione 391/2019/R/gas, contenente gli orientamenti finali per la formazione di provvedimenti in materia di regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del GNL per il quinto periodo di regolazione (decorrente dal 2020).

Tale procedimento si è concluso il 19 novembre 2019 con la pubblicazione della delibera 474/2019/R/gas e del relativo allegato A, contenente i criteri di Regolazione tariffaria per il servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto (RTRG) per il periodo di regolazione 2020-2023 (5PR GNL). Con tale provvedimento, l'Autorità, in un quadro di sostanziale continuità rispetto ai criteri di determinazione del costo riconosciuto – che prevedono schemi di regolazione incentivante di tipo *price cap* limitatamente ai costi operativi e schemi di regolazione di

tipo *rate of return* applicati sui costi di capitale –, ha previsto l'introduzione delle seguenti principali novità:

- il superamento dei criteri di incentivazione di natura *input-based*, facendo salvo il riconoscimento della quota di ricavo riconducibile alla remunerazione addizionale per gli investimenti entrati in esercizio nei precedenti periodi di regolazione;
- l'introduzione, in aggiunta al coefficiente Q_{CP} a copertura degli autoconsumi e delle perdite della catena di rigassificazione, di ulteriori corrispettivi a copertura di costi variabili, quali il corrispettivo C_{CP} a copertura dei costi monetari associati ai consumi della catena di rigassificazione e il corrispettivo C_{ETS} a copertura dei costi relativi al sistema di *emission trading*;
- l'introduzione della possibilità, anche per i terminali che beneficiano del meccanismo di copertura, di trattenere una quota parte (40%) dei ricavi derivanti dall'offerta dei servizi di flessibilità, destinando la restante quota parte alla riduzione dell'onere in capo al sistema per la copertura del fattore correttivo;
- la previsione che una quota pari a un terzo della voce di ricavo a copertura degli incentivi *input-based* (relativi agli investimenti sostenuti nei precedenti periodi di regolazione) sia considerata nell'ambito dei ricavi soggetti a copertura in funzione della capacità di rigassificazione allocata tramite procedure concorsuali;
- il completamento del quadro regolatorio in materia di depositi di stoccaggio e rigassificazione di GNL ed erogazione di servizi SSLNG, stabilendo, in particolare:
 - con riferimento al meccanismo di copertura dei ricavi per i depositi di GNL dotati di impianti funzionali al servizio di rigassificazione, una durata dell'applicazione del meccanismo di copertura dei ricavi pari a 4 anni;
 - con riferimento allo *sharing* dei ricavi derivanti dai servizi SSLNG per la copertura dei costi comuni all'attività di rigassificazione, l'introduzione di un criterio di *sharing* forfetario che prevede la restituzione al sistema del 50% dei ricavi derivanti dall'offerta di servizi *small scale LNG*, dedotti i costi direttamente attribuibili a tali servizi.

La delibera in commento ha, altresì, fissato all'11 dicembre 2019 il termine per la presentazione delle proposte tariffarie per l'anno 2020, disponendo che, nelle more della conclusione del procedimento di approvazione di tali proposte, nella prima parte dell'anno 2020 siano applicati, salvo conguaglio, nei casi previsti dal TIRG, i corrispettivi di rigassificazione già approvati per l'anno 2019. Con la delibera 18 febbraio 2020, 43/2020/R/gas, l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di rigassificazione ai sensi della RTRG 2020-2023, ha approvato i ricavi di riferimento e determinato i corrispettivi tariffari per il servizio di rigassificazione del GNL; la stessa delibera ha, altresì, disposto, in analogia con quanto già previsto in relazione al corrispettivo C_{CP} in sede di approvazione dei criteri per il 5PR GNL con la delibera 474/2019/R/gas, il differimento dell'applicazione del corrispettivo C_{ETS} a partire dal 1° ottobre 2020.

Tariffe di stoccaggio

In tema di determinazione dei ricavi di impresa per il servizio di stoccaggio per l'anno 2019, l'Autorità, con la delibera 9 luglio 2019, 297/2019/R/gas, ha approvato in via definitiva i ricavi di impresa per il servizio di stoccaggio per il 2019.

Facendo seguito al documento per la consultazione 2 luglio 2019, 288/2019/R/gas, in data 23 ottobre 2019 l'Autorità ha approvato la delibera 419/2019/R/gas e il relativo allegato A, che definisce i criteri di Regolazione tariffaria per il servizio di stoccaggio del gas naturale (RTSG) per il quinto periodo di regolazione (5PRS) 2020-2025. La delibera prevede, in particolare:

- la sostanziale continuità dei criteri di determinazione del costo riconosciuto, che prevedono schemi di regolazione incentivante di tipo *price cap* limitatamente ai costi operativi e schemi di regolazione di tipo *rate of return* applicati sui costi di capitale;
- l'estensione della durata del periodo regolatorio a 6 anni, con revisione infra-periodo del livello dei recuperi di efficienza;
- l'introduzione di un meccanismo di monitoraggio delle prestazioni di stoccaggio attese, finalizzato a garantire coerenza tra il livello di servizio reso agli utenti e il livello di remunerazione riconosciuta;
- il superamento degli incentivi tariffari alla realizzazione di capacità addizionale, a fronte di un rafforzamento dei meccanismi volti a promuovere la disponibilità e la flessibilità delle prestazioni di stoccaggio; la definizione di dettaglio di tali meccanismi è rimandata a un successivo provvedimento;
- l'introduzione di un meccanismo facoltativo di riduzione dei ricavi riconosciuti soggetti a fattore di copertura, a fronte di un rafforzamento degli incentivi di tipo *output-based* di cui alla Regolazione in materia di libero accesso al servizio di stoccaggio del gas naturale (RAST).

In data 17 dicembre 2019, con la delibera 535/2019/R/gas, l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di stoccaggio ai sensi della RTSG 2020-2025, ha approvato i ricavi di impresa per il servizio di stoccaggio per l'anno 2020.

Tariffe per i servizi di distribuzione e misura

La delibera 24 luglio 2014, 367/2014/R/gas ha definito la Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG) per il periodo di regolazione 2014-2019, integrando le disposizioni di cui alla delibera 12 dicembre 2013, 573/2013/R/gas, relative alle gestioni comunali e sovracomunali, con le disposizioni relative alle gestioni per ambito di concessione.

Con la delibera 22 dicembre 2016, 775/2016/R/gas, è stata approvata la nuova versione della RTDG per il periodo di regolazione 2014-2019, in vigore nel triennio 2017-2019, a valle delle revisioni infra-periodo in materia di costi operativi riconosciuti, di determinazione della componente tariffaria a copertura dei costi delle verifiche metrologiche, di riconoscimento dei costi dei sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori e di definizione dei costi standard dei gruppi di misura elettronici.

In materia di determinazioni tariffarie, le tariffe obbligatorie per il 2019 per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'art. 40 della RTDG, e le opzioni tariffarie gas diversi, di cui all'art. 65 della RTDG, sono state approvate con la delibera 18 dicembre 2018, 667/2018/R/gas. Con il medesimo provvedimento sono stati approvati per il 2019 gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'art. 45 della RTDG, e l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'art. 59 della RTDG, per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione. Con la delibera 9 aprile 2019, 129/2019/R/gas, sono state rideterminate le opzioni tariffarie gas diversi dell'anno 2019 per l'impresa distributtrice Lunigas I.F. – Regione Toscana a seguito di un'istanza di rettifica presentata dalla stessa società. Modifiche agli importi di perequazione bimestrale d'acconto, approvati con la delibera 667/2018/R/gas, sono state disposte con la delibera 9 aprile 2019, 130/2019/R/gas, a seguito dell'accettazione di istanze di rettifica presentate dalle società

ATAC Civitanova e Isera e dal Comune di Sona e a seguito dell'accettazione delle istanze di rideterminazione tariffaria presentate dalle società Ireti, Novareti, Centria, 2i Rete Gas e SEAB.

Con la delibera 19 marzo 2019, 98/2019/R/gas, sono state approvate le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2018, sulla base di quanto disposto dall'art. 3, comma 3.2, della RTDG, considerando le richieste di rettifica di dati presentate entro la data del 15 febbraio 2019 e le istanze di rideterminazione tariffaria presentate da cinque imprese distributrici. Sempre in relazione alle tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per il 2018, con la delibera 9 aprile 2019, 127/2019/R/gas sono state approvate alcune tariffe che, a causa di un errore materiale, non erano state pubblicate con la delibera 98/2019/R/gas.

La delibera 19 marzo 2019, 99/2019/R/gas ha disposto la rideterminazione di alcune tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2011-2017, sulla base di richieste di rettifica di dati pervenute entro la data del 15 febbraio 2019.

Con la delibera 9 aprile 2019, 128/2019/R/gas, l'Autorità ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2019, sulla base di quanto disposto dall'art. 3, comma 3.2, della RTDG, considerando le richieste di rettifica di dati presentate entro la data del 15 febbraio 2019.

Nell'ambito del procedimento ai fini della formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione avviato con la delibera 23 ottobre 2018, 529/2018/R/gas, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 7 maggio 2019, 170/2019/R/gas, contenente gli orientamenti riguardo alle principali linee di intervento per la definizione dei criteri di regolazione tariffaria e della qualità:

- confermare un periodo regolatorio della durata di sei anni, suddiviso in due semiperiodi di tre anni ciascuno (come già previsto per il quarto periodo);
- assicurare una sostanziale continuità ai criteri di riconoscimento dei costi operativi (applicazione del metodo del *price cap*), con l'obiettivo di una piena convergenza nei riconoscimenti dei costi operativi tra operatori di differenti dimensioni, con conseguente differenziazione dell'*X-factor* (legata alla diversa densità della clientela servita);
- in relazione ai criteri di riconoscimento dei costi di capitale del servizio di distribuzione, dare continuità ai criteri adottati basati sul costo storico rivalutato, con conferma del tetto agli investimenti nelle località in avviamento introdotto con la delibera 1° dicembre 2016, 704/2016/R/gas e ipotesi di introdurre schemi di regolazione incentivante per i nuovi investimenti;
- in relazione al servizio di misura, proseguire nel processo di graduale abbandono di logiche di riconoscimento dei costi fondate sul riconoscimento della spesa a consuntivo, con piena attuazione di criteri di regolazione basati, invece, su logiche incentivanti, sia in relazione al riconoscimento dei costi di capitale, sia in relazione ai costi operativi;
- valutare l'ipotesi di introdurre specifici incentivi alle aggregazioni tra operatori con meno di 50.000 clienti (in attuazione delle disposizioni dell'art. 23, comma 4, del decreto legislativo n. 93/2011);
- in relazione ai criteri di allocazione dei costi agli utenti, l'Autorità ha indicato l'esigenza di una nuova valutazione sul disegno degli attuali sei ambiti tariffari, tenendo conto sia delle esigenze di non ostacolare la concorrenza nel mercato *retail*, sia degli impatti dell'ampiezza dell'area di socializzazione sullo sviluppo efficiente del servizio (efficienza allocativa), con l'istituzione di uno specifico e ulteriore ambito tariffario per la Sardegna, al

fine di favorire uno sviluppo efficiente del servizio in tale area di prevista nuova metanizzazione;

- avviare approfondimenti per valutare eventuali riforme dell'attuale struttura tariffaria binomia per il servizio di distribuzione (pesi di quote fisse e quote variabili, articolazione per scaglioni di consumo);
- completare il processo di unificazione dei contributi di connessione e di altre prestazioni delle imprese distributrici. Per non alterare gli equilibri concorrenziali, portando vantaggi/svantaggi ai soggetti che partecipano alle gare, l'Autorità intende valutare di introdurre meccanismi perequativi;
- in relazione al processo di transizione energetica, introdurre strumenti regolatori a supporto dell'innovazione (per esempio, progetti pilota con opportune forme di incentivazione, oppure specifici percorsi di valutazione richiesti da soggetti di mercato riguardo a possibili ostacoli regolatori), in particolare riguardo alle seguenti tipologie: i) interventi finalizzati ad aumentare l'immissione di gas verde nelle reti; ii) interventi di integrazione tra reti elettriche e reti del gas; iii) interventi volti a ridurre le emissioni di metano in atmosfera;
- confermare l'attuale quadro della regolazione dei gas diversi dal naturale (perimetro di applicazione della regolazione tariffaria dell'Autorità, criteri di riconoscimento dei costi operativi, criteri di riconoscimento dei costi di capitale, ambiti tariffari, struttura dell'opzione tariffaria gas diversi);
- confermare l'impostazione secondo cui le reti isolate alimentate con GNL sono sostanzialmente equiparate alle reti di distribuzione di gas diversi dal naturale; in particolare, per tali reti è prevista l'individuazione di ambiti tariffari di dimensione regionale, differenziati per impresa distributtrice;
- in relazione alle reti alimentate con carro bombolaio (gas naturale compresso), valutare la possibilità di rivedere l'attuale impostazione regolatoria, al fine di evitare che le imprese possano eventualmente adottare comportamenti opportunistici (preferendo l'alimentazione delle reti isolate mediante carri bombolai che trasportano gas naturale compresso rispetto all'alimentazione mediante vettori che trasportano il gas naturale in forma liquefatta, solo per ragioni di convenienza tariffaria).

Con il documento per la consultazione 30 luglio 2019, 338/2019/R/gas, l'Autorità ha, tra l'altro, illustrato i propri orientamenti in relazione alla durata del periodo regolatorio, confermando sia l'ipotesi di prevedere un periodo della durata di sei anni, suddiviso in due semiperiodi della durata di tre anni ciascuno, sia l'ipotesi di avvio del quinto periodo regolatorio dall'anno 2020, ritenendo che la stabilità e la certezza della regolazione siano obiettivi primari da perseguire.

Con il successivo documento per la consultazione 15 ottobre 2019, 410/2019/R/gas, l'Autorità ha manifestato le proprie intenzioni riguardo ai criteri di regolazione tariffaria per i servizi di distribuzione e di misura del gas che trovano applicazione a partire dal 2020. Nel dettaglio, l'Autorità ha ipotizzato:

- in relazione all'impostazione del sistema tariffario, di prevedere: i) una tariffa di riferimento che determini il ricavo ammesso dell'impresa; ii) una tariffa obbligatoria applicata ai clienti finali che determini il ricavo effettivo; iii) un meccanismo di perequazione tra ricavo ammesso e ricavo effettivo;
- con riferimento alla tariffa di riferimento, di confermare l'approccio a *building block* utilizzato per la determinazione del costo riconosciuto (costi operativi, ammortamenti e remunerazione del capitale investito);
- per quanto riguarda la determinazione del costo riconosciuto del servizio di distribuzione, di confermare, in una prima fase, l'approccio ibrido con: i) schemi di regolazione incentivante (*price cap*) per la determinazione dei costi operativi; ii) riconoscimento dei costi di capitale centralizzati sulla base di criteri parametrici; iii) riconoscimento a consuntivo dei costi di capitale di località; in una seconda fase, di confermare l'applicazione di schemi di regolazione incentivanti (introduzione di costi standard e meccanismi di incentivo all'efficienza) anche per i costi di capitale;

- ai fini della determinazione del costo riconosciuto del servizio di misura, di prevedere un consolidamento degli schemi di regolazione incentivante per costi operativi e costi di capitale.

Nel medesimo documento 410/2019/R/gas, in relazione alle tempistiche di implementazione delle riforme sono stati individuati interventi che entreranno in vigore nel primo semiperiodo (2020-2022), interventi che entreranno in vigore entro il 2023 e interventi da attuare nel secondo semiperiodo (2023-2025). Nell'ambito del primo gruppo sono compresi: la determinazione dei livelli iniziali dei costi operativi e dell'*X-factor* per l'aggiornamento annuale dei medesimi costi operativi; la definizione del parametro β in relazione ai costi di capitale; la revisione dei pesi da attribuire a costi effettivi e costi standard per la valorizzazione di nuovi investimenti in *smart meter*. In relazione al secondo gruppo di interventi, da attuarsi entro il 2023, è prevista l'introduzione di incentivi all'efficienza sulle spese di capitale del servizio di distribuzione e di strumenti di supporto all'innovazione nelle reti e alle funzionalità avanzate di *metering*. Infine, in relazione agli interventi che entreranno in vigore dal 2023, è previsto di: rivedere il livello di *gearing* in coerenza con le tempistiche di aggiornamento del TIWACC⁴ e con la durata del PWACC; valutare l'eventuale fissazione di obiettivi di recupero di efficienza più sfidanti rispetto a quelli previsti a inizio periodo per le imprese di maggiori dimensioni, sulla base di specifici approfondimenti sui costi delle imprese, mediante lo svolgimento di analisi di produttività; applicare modalità di riconoscimento parametriche per la copertura dei costi dei sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori, fondate su analisi di efficienza; dare attuazione alla riforma della struttura della tariffa del servizio di distribuzione del gas naturale; completare la riforma dei contributi di connessione.

Rispetto alle decisioni con efficacia dal 2020, nel documento per la consultazione 410/2019/R/gas, l'Autorità ha ipotizzato:

- in merito ai criteri di determinazione dei costi operativi riconosciuti:
 - di considerare il 2018 come anno test ai fini della fissazione dei costi operativi per il quinto periodo;
 - di prevedere una ripartizione dei maggiori recuperi di produttività conseguiti nel quarto periodo di regolazione simmetrica tra clienti finali e imprese;
 - di adottare criteri di gradualità per la definizione del processo di convergenza nel riconoscimento dei costi operativi, attualmente differenziato in funzione della dimensione delle imprese. In particolare, rispetto ai costi operativi unitari relativi al servizio di distribuzione è previsto il dimezzamento delle differenze nei riconoscimenti entro la fine del periodo di regolazione (invece del completo riassorbimento, indicato nel documento per la consultazione 170/2019/R/gas), sia per tenere conto delle osservazioni emerse dalla consultazione, sia in relazione alle proposte che vengono formulate riguardo agli incentivi alle aggregazioni;
 - di prevedere che l'*X-factor* da applicare per il servizio di commercializzazione e il servizio di misura (sia in relazione alle funzioni di installazione e manutenzione, sia in relazione alle funzioni di raccolta, validazione e registrazione) sia fissato con l'obiettivo di estrarre completamente gli eventuali recuperi di produttività conseguiti nel quarto periodo;
 - in relazione al riconoscimento dei costi delle letture di *switch*, di prevedere il dimezzamento – da 5 euro a 2,5 euro – del costo riconosciuto per ciascuna lettura che ecceda quelle effettuate nel 2018;
 - in relazione al riconoscimento di costi operativi relativi a sistemi di telelettura/telegestione e concentratori e riguardanti le verifiche metrologiche di gruppi di misura di classe maggiore di G6, di confermare il criterio di riconoscimento a consuntivo sulla base di specifiche raccolte dati; per ridurre gli impatti finanziari nella gestione del meccanismo è proposta l'introduzione di un riconoscimento in acconto;

⁴ Criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2016-2021 (TIWACC 2016-2021), allegato A alla delibera 2 dicembre 2015, 583/2015/R/com e successive modifiche.

- in relazione alla copertura dei costi operativi nelle gestioni d'ambito, di confermare la regolazione del quarto periodo;
- con l'obiettivo di promuovere la concorrenza per il mercato (gare del gas), di introdurre incentivi alle aggregazioni tra operatori. Nello specifico, si ipotizza di favorire le aggregazioni tra piccole o tra medie e piccole imprese a partire dal 2019, mediante maggiorazioni sul riconoscimento dei costi operativi e l'anticipazione del momento di rivalutazione delle RAB depresse;
- in merito ai criteri di determinazione dei costi di capitale riconosciuti:
 - di confermare il riconoscimento dei costi di capitale centralizzato con logica parametrica, uguale per tutti gli operatori;
 - di confermare anche i criteri di regolazione già applicati nel quarto periodo di regolazione per i cespiti di località (logica a consuntivo per il servizio di distribuzione e schemi incentivanti per il servizio di misura);
 - in relazione allo svolgimento di analisi costi/benefici, di rendere pubbliche le linee guida rese disponibili dalla Cabina di regia composta da ANCI, Ministero dello sviluppo economico e ARERA;
 - in relazione ai tetti alle spese di investimento, di confermare il livello fissato con la delibera 704/2016/R/gas. Si propone, invece, di revisionare i meccanismi applicativi, con l'introduzione di uno schema graduale che eviti di penalizzare semplici ritardi nel raggiungimento di buoni livelli di metanizzazione;
 - in relazione al trattamento delle RAB disallineate rispetto alle medie di settore, di considerare i nuovi investimenti relativi al servizio di distribuzione realizzati a partire dal 2018, mentre, in relazione al servizio di misura, di adottare una soluzione che tenga conto degli investimenti in *smart meter* realizzati anche in anni precedenti;
 - in relazione ai contributi cosiddetti congelati, di adottare un percorso di "scongelo" più graduale;
 - di confermare le vite utili regolatorie del quarto periodo;
 - di introdurre una revisione dei criteri di determinazione della quota residua non ammortizzata dei misuratori tradizionali sostituiti con *smart meter*;
 - in relazione alla fissazione del coefficiente β utilizzato per la determinazione del WACC, sulla base delle analisi svolte, di ipotizzare un *range* compreso tra 0,40 e 0,43;
- in merito al sistema tariffario di distribuzione e misura del gas naturale:
 - di confermare l'impostazione del sistema tariffario in vigore nel quarto periodo di regolazione;
 - in relazione all'ipotesi di una possibile futura metanizzazione della Sardegna, di confermare l'orientamento per l'istituzione di un ambito tariffario sardo. Tale orientamento potrà comunque essere oggetto di ulteriori valutazioni anche sulla base degli esiti di uno studio indipendente, previsto dall'Autorità, finalizzato a una più ampia valutazione, in una logica di analisi costi/benefici, delle opzioni disponibili relativamente all'adeguamento infrastrutturale del sistema energetico della Regione Sardegna, che tenga conto dei diversi progetti infrastrutturali (avviati o previsti) dell'isola e delle loro eventuali interdipendenze; tale iniziativa si pone l'obiettivo di fornire un quadro analitico trasparente e basato su valutazioni puntuali, a supporto delle necessarie decisioni sul futuro energetico dell'isola;
- a proposito dei gas diversi dal naturale, di confermare l'impostazione adottata nel quarto periodo di regolazione;
- in relazione alle reti isolate in cui è distribuito il gas naturale:
 - di confermare l'ipotesi di regolare le reti isolate alimentate con GNL come reti isolate di gas diversi, senza perequazione e con applicazione di una tariffa specifica territoriale ai clienti del servizio (non è prevista l'applicazione della tariffa obbligatoria per macro-ambito tariffario sovra-regionale);
 - in relazione alle reti alimentate con carro bombolaio (gas naturale compresso), di confermare l'adozione di una soluzione transitoria, con assimilazione alle reti interconnesse di gas naturale, soggetta a verifica su un orizzonte di cinque anni.

Con il documento per la consultazione 26 novembre 2019, 487/2019/R/gas, sono stati presentati gli orientamenti dell'Autorità in merito all'aggiornamento degli obblighi di messa in servizio degli *smart meter* per l'utenza diffusa nel settore del gas naturale, all'aumento delle frequenze di raccolta della misura, al miglioramento della *performance* e allo sviluppo della regolazione tariffaria.

Con la delibera 27 dicembre 2016, 570/2019/R/gas, è stata approvata la nuova versione della Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (RTDG), in vigore nel triennio 2020-2022.

Tale delibera ha sostanzialmente confermato l'impianto regolatorio prospettato nei documenti per la consultazione 338/2019/R/gas, per quanto riguarda decorrenza e durata del quinto periodo di regolazione, e 410/2019/R/gas, in relazione ai criteri di regolazione tariffaria. Rispetto ai contenuti di quest'ultimo documento, nel provvedimento finale l'Autorità ha ritenuto opportuno:

- ai fini della determinazione del costo operativo riconosciuto, applicare uguale peso ai costi effettivi e ai costi riconosciuti nell'anno di riferimento, sia nel caso in cui i costi effettivi siano inferiori ai costi riconosciuti, sia nel caso in cui i costi effettivi siano superiori;
- determinare il costo effettivo sostenuto nel 2018 per ciascuna attività e funzione, sulla base dei dati riportati nei rendiconti annuali separati – trasmessi all'Autorità dalle imprese distributrici – che riflettano costi di natura ricorrente, escludendo i costi la cui copertura è già implicitamente garantita nei meccanismi di regolazione (per esempio tramite la remunerazione del rischio) o in relazione ai quali il riconoscimento non risulta compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio sulla base della quantificazione di tali costi non riconoscibili, come risulta dagli stessi rendiconti;
- prevedere che, in occasione della revisione infra-periodo, siano valutati gli eventuali effetti delle politiche ambientali definite a livello comunitario sulle dinamiche dei punti di riconsegna serviti e considerare le modalità di allocazione del rischio tra clienti finali e imprese;
- in relazione al riconoscimento dei costi relativi alle letture di *switch*, alla luce delle osservazioni pervenute, prevedere che, per il primo semiperiodo di regolazione, il livello del costo standard riconosciuto per ciascuna lettura di *switch* che eccede il numero di letture effettuate nel 2018 sia mantenuto a 5 euro e che la revisione di tale costo standard sia rinviata alla revisione infra-periodo, anche sulla base dei dati relativi al numero delle letture di *switch* effettuate nel periodo 2019-2021 e tenuto conto dell'andamento delle installazioni degli *smart meter*;
- con riferimento agli incentivi alle aggregazioni tra operatori, tenuto conto di quanto emerso nell'ambito della consultazione, svolgere un approfondimento per valutare i profili concorrenziali segnalati, valutando contestualmente la possibilità di prevedere sia misure specifiche di rafforzamento di operatori nei singoli ambiti territoriali minimi (Atem), sia misure per aggregazioni generalizzate, prevedendo eventuali modulazioni in funzione delle dimensioni dei soggetti coinvolti nelle operazioni di aggregazione, al fine dell'adozione, entro il 30 giugno 2020, di un provvedimento applicabile anche ad aggregazioni concluse nel 2019 in seguito alla pubblicazione del documento per la consultazione 410/2019/R/gas;
- svolgere ulteriori approfondimenti con le imprese distributrici e gli enti locali concedenti, in relazione alla predisposizione di linee guida per lo svolgimento delle analisi costi/benefici, nell'ambito di uno specifico procedimento al fine dell'adozione di un provvedimento dell'Autorità;
- avviare un procedimento finalizzato all'introduzione di schemi di regolazione incentivante per i costi di capitale relativi al servizio di distribuzione, fondato su logiche di riconoscimento a costi standard e che fornisca incentivi di potenza comparabile a quelli previsti dal meccanismo del *price cap* per l'aggiornamento

dei costi operativi, prevedendo che possa trovare applicazione a partire dagli investimenti realizzati nel 2022, anche tenuto conto delle esigenze di adeguamento dei sistemi contabili necessari per supportare gli ipotizzati schemi incentivanti;

- valutare l'ipotesi di riconoscere i costi residui non ammortizzati degli *smart meter* dismessi nella prima fase di *roll-out*;
- rivedere l'ipotesi prospettata nel documento per la consultazione 410/2019/R/gas relativa alle modalità di trattamento della quota dei cosiddetti contributi "congelati", in relazione alle esigenze di garantire maggiore gradualità e stabilità tariffaria; a tale fine, è ritenuto opportuno prevedere, in particolare, di dare seguito alle ipotesi formulate nell'ambito della consultazione, che prevedono, per il pieno "scongelamento" dei contributi, l'adozione di un orizzonte temporale allineato a quello di restituzione dei contributi soggetti a degrado;
- in relazione alla determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito, tenuto conto di quanto emerso dalla consultazione: dare seguito all'ipotesi di allineamento del coefficiente β per i servizi di distribuzione e misura, in quanto il quadro regolatorio previsto per i due servizi (diversamente da quanto sostenuto da alcuni operatori) risulta omogeneo, con la conseguenza che differenziazioni nei riconoscimenti del rischio sistematico, tipicamente considerato nell'ambito della regolazione tariffaria, non appaiono giustificate; non modificare il livello del coefficiente β per il servizio di distribuzione, in considerazione del fatto che il quadro regolatorio è sostanzialmente immutato rispetto al periodo precedente e, pertanto, come peraltro già deciso per altri servizi regolati del settore del gas, appare ragionevole dare continuità al livello di tale coefficiente assunto nelle determinazioni del tasso di remunerazione del capitale investito;
- con riferimento alla regolazione tariffaria delle reti isolate alimentate con gas naturale liquefatto (reti isolate di GNL):
 - prevedere che i costi connessi ai depositi di stoccaggio criogenico e ai rigassificatori locali, nel caso di interconnessione con il sistema nazionale di trasporto, qualora non ancora completamente ammortizzati sotto il profilo regolatorio, non siano riconosciuti in tariffa, in quanto tali cespiti non rientrano tra quelli necessari alla distribuzione del gas naturale in reti interconnesse con il sistema nazionale di trasporto;
 - in coerenza con alcune esigenze emerse in consultazione, prevedere che anche per le reti isolate di GNL (come per le reti isolate di gas naturale compresso) – a condizione che esista un progetto di interconnessione autorizzato e comunque per un periodo non superiore a cinque anni –, su istanza dell'impresa interessata, possa essere applicata la disciplina generale prevista per le reti interconnesse e che, decorso inutilmente il termine di cinque anni, le reti isolate di GNL siano gestite come ambiti tariffari separati limitati al singolo impianto (ambiti tariffari delle reti isolate di GNL);
 - nei casi in cui le reti isolate di GNL siano gestite da operatori che, nella stessa regione, gestiscono anche reti isolate alimentate con carro bombolaio, prevedere che possa essere presentata istanza per l'unificazione degli ambiti tariffari delle reti isolate di GNL e quelli delle reti isolate alimentate con carro bombolaio;
 - in occasione della riforma del sistema tariffario per il secondo semiperiodo regolatorio, valutare se, successivamente all'avvio delle gestioni d'ambito, sia possibile assimilare le reti isolate di GNL alle reti interconnesse, in quanto l'ambito di socializzazione dei costi coinciderebbe con l'ambito di concessione e quindi le ricadute in termini di costo del servizio rimarrebbero all'interno di un perimetro rispetto al quale gli enti locali concedenti e le imprese che gestiscono il servizio risulterebbero informate e responsabilizzate;
- con riferimento alla regolazione tariffaria delle reti isolate alimentate con carro bombolaio:
 - prevedere che, su istanza dell'impresa interessata, possa essere applicata la disciplina generale fissata per le reti interconnesse, a condizione che esista un progetto di interconnessione autorizzato e comunque per un periodo non superiore a cinque anni, trascorso inutilmente il quale le reti isolate alimentate con carro bombolaio oggetto dell'istanza saranno escluse dagli ambiti tariffari previsti in base alla disciplina sino ad

allora applicata e costituiranno ambiti tariffari separati limitati alla porzione di rete in cui insiste l'impianto (c.d. ambiti tariffari reti isolate alimentate con carro bombolaio);

- prevedere specifiche disposizioni a tutela dei clienti finali connessi alle reti isolate, che possano trovare applicazione qualora sia trascorso il termine di cinque anni senza che sia stata realizzata l'interconnessione; oppure, in coerenza con quanto indicato per le reti isolate di GNL, in occasione della riforma del sistema tariffario per il secondo periodo regolatorio, valutare se, successivamente all'avvio delle gestioni d'ambito, sia possibile assimilare in modo permanente le reti isolate alimentate con carro bombolaio alle reti interconnesse;
- con riferimento alla definizione del sistema tariffario del servizio di distribuzione del gas naturale:
 - confermare le ipotesi formulate nel documento per la consultazione 410/2019/R/gas, con particolare riferimento al fatto (già chiarito dall'Autorità fin dalla delibera 28 dicembre 2000, 237/00) che il servizio del gas, diversamente da quello elettrico, non riveste caratteristiche di servizio insostituibile, in quanto si rivolge a necessità e tipi di utilizzo che possono essere soddisfatti per mezzo di altre fonti energetiche, anche con impatto ambientale comparabile, con la conseguenza che, nel caso del servizio di distribuzione del gas, l'universalità del servizio si esprime nella sua disponibilità a condizioni di costo trasparenti, mentre non appare giustificata la diffusione generalizzata del servizio, che comporterebbe aggravii nel costo del soddisfacimento dei fabbisogni energetici del Paese;
 - in relazione alla prospettiva di metanizzazione della Sardegna, prevedere che sia effettuato lo studio indipendente, di cui al punto 7 della delibera 30 luglio 2019, 335/2019/R/gas, finalizzato a una più ampia valutazione, in una logica di analisi costi/benefici, delle opzioni disponibili in merito all'adeguamento infrastrutturale del sistema energetico della Regione Sardegna, che tenga conto dei diversi progetti infrastrutturali (avviati o previsti) e delle loro eventuali interdipendenze, al fine di fornire un quadro analitico trasparente e basato su valutazioni puntuali, a supporto delle necessarie decisioni sul futuro energetico dell'isola;
 - confermare l'istituzione di uno specifico ambito tariffario per la Sardegna, stabilendo, peraltro, che, al fine di tenere comunque conto delle esigenze di garantire forme di compensazione parziale e transitoria – le quali, nel rispetto dei principi di efficienza ed economicità, da un lato, evitino una eccessiva penalizzazione per l'impresa in fase di avvio e, dall'altro, mantengano l'interesse per la medesima impresa a evitare sviluppi non economici (i cui costi rimarrebbero in larga misura a suo carico) –, sia introdotta transitoriamente, per un periodo non superiore a tre anni, una specifica componente tariffaria CE della tariffa obbligatoria, espressa in euro/PdR, applicata ai soli punti di riconsegna serviti nella Regione Sardegna, pari alla differenza tra il livello della tariffa obbligatoria che verrebbe determinata con riferimento alla sola Sardegna e il livello della tariffa obbligatoria dell'Ambito meridionale (che attualmente risulta essere quello caratterizzato da costi più elevati per gli utenti del servizio), e prevedere che il minor gettito sia compensato nell'ambito dei meccanismi di perequazione con copertura mediante la componente UG1 della medesima tariffa obbligatoria;
 - prevedere che, nelle more dello svolgimento dello studio indipendente finalizzato a una più ampia valutazione, in una logica di analisi costi/benefici, delle opzioni disponibili in relazione all'adeguamento infrastrutturale del sistema energetico della Regione Sardegna, i soggetti che gestiscono reti isolate di GNL o reti isolate alimentate con carro bombolaio possano presentare istanza per l'applicazione della disciplina generale prevista per le reti interconnesse, anche in assenza di un progetto di interconnessione autorizzato, comunque per un periodo non superiore a cinque anni;
 - prevedere che in ogni caso, al termine del periodo di cinque anni, qualora non sia realizzata l'interconnessione

con il sistema nazionale di trasporto, siano adottate soluzioni tariffarie che garantiscano la tutela dei clienti finali che si sono connessi a tali reti e che limitino il rischio sopportato dai clienti finali;

- avviare un procedimento per la riforma del sistema tariffario da applicare nel secondo semiperiodo del quinto periodo regolatorio, valutando: i) in relazione alla determinazione della tariffa di riferimento (che dimensiona il vincolo ai ricavi ammessi delle imprese distributrici), una possibile revisione delle variabili di scala, considerando in particolare la possibilità che una quota parte del vincolo sia fissata in funzione dei volumi distribuiti; ii) in relazione alla tariffa obbligatoria applicata nei punti di riconsegna, una possibile revisione della struttura della tariffa del servizio di distribuzione, della sua articolazione tra quote fisse e quote variabili, nonché dell'attuale articolazione in scaglioni tariffari; iii) sempre in relazione alla tariffa obbligatoria applicata nei punti di riconsegna, una possibile revisione degli ambiti tariffari, da condurre con l'obiettivo di favorire uno sviluppo del servizio improntato a criteri di economicità, al fine di evitare aggravii nel costo del soddisfacimento dei fabbisogni energetici del Paese, che saranno già toccati dalle politiche di decarbonizzazione, e con lo scopo di responsabilizzare maggiormente enti locali e imprese nell'estensione e nello sviluppo del servizio, evitando di incentivare comportamenti, i cui costi sarebbero coperti da altre imprese e/o dalla collettività degli utenti, e consentendo altresì maggiore flessibilità nelle scelte locali connesse alle politiche di decarbonizzazione; in relazione a tali obiettivi, nell'ambito del procedimento sarà approfondita la volontà di definire ambiti tariffari in coerenza con quelli previsti per l'affidamento del servizio, consentendo, però, agli enti locali concedenti di concordare aggregazioni – anche solo ai fini tariffari – di ambiti tariffari appartenenti alla stessa regione, prevedendo opportune forme transitorie di compensazione per i clienti finali di durata triennale per le aree di nuova metanizzazione con costi unitari elevati (mediante l'applicazione di una specifica componente tariffaria CE, espressa in euro/PdR, di segno negativo, simile a quella attualmente introdotta con riferimento alle peculiari esigenze della Regione Sardegna); iv) in relazione alla determinazione dei costi riconosciuti alle imprese distributrici, l'introduzione di meccanismi a tutela dei clienti finali che limitino il rischio da questi sopportato relativamente a investimenti effettuati nelle aree di nuova metanizzazione con costi unitari elevati, responsabilizzando di conseguenza le imprese distributrici; v) il proseguimento della riforma dei contributi di connessione, nell'ottica di rendere maggiormente omogenei i criteri per l'applicazione di tali contributi sul territorio nazionale agli investimenti effettuati, responsabilizzando le imprese distributrici;
- prevedere che, al fine di integrare i criteri di regolazione per il secondo semiperiodo del quinto periodo regolatorio, sia avviato un procedimento finalizzato alla definizione di modalità di riconoscimento parametriche per la copertura dei costi dei sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori, fondate su analisi di efficienza;
- adottare una disciplina transitoria relativa all'applicazione della regolazione tariffaria in materia di reti isolate di GNL e di reti isolate alimentate con carro bombolaio, in particolare con riferimento alle reti di questo tipo già in esercizio al 31 dicembre 2019, così da consentire una transizione ordinata al nuovo assetto; inoltre, prevedere che per l'anno 2020 prosegua il trattamento già applicato nel precedente periodo di regolazione e che le imprese distributrici che gestiscono le reti in esame possano presentare, entro il 30 giugno 2020, istanza per l'assimilazione alle reti di distribuzione con il sistema nazionale di trasporto, limitatamente a un periodo di cinque anni che decorre dal 1° gennaio 2021.

Con la delibera 26 novembre 2019, 486/2019/R/gas, sono state rideterminate le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2014-2018, sulla base di richieste di rettifica di dati pervenute entro il 15 settembre 2019. Sono, inoltre, state rideterminate le tariffe di riferimento per gli anni 2017 e 2018 per alcune località per le quali, a causa di un errore materiale, i valori tariffari erano stati erroneamente determinati.

Con la delibera 27 dicembre 2019, 571/2019/R/gas, sono stati approvati per il 2020 le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'art. 42 della RTDG, le opzioni tariffarie gas diversi, di cui all'art. 70 della RTDG, e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'art. 47 della RTDG. Con la medesima delibera è stato approvato l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'art. 60 della RTDG, per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione.

Regolazione dell'accesso e dell'uso delle reti del gas degli impianti di produzione di biometano

Nel corso del 2019, con la delibera 29 gennaio 2019, 27/2019/R/gas, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare le disposizioni in materia di specifiche di qualità del biometano per la sua immissione nelle reti del gas naturale, contenute nell'art. 3, comma 3.2 dell'allegato A alla delibera 12 febbraio 2015, 46/2015/R/gas, e a introdurre le disposizioni attuative del decreto del Ministero dello sviluppo economico 2 marzo 2018, che confermano, tra l'altro, l'individuazione del GSE come soggetto a cui è affidato il compito di svolgere l'attività di certificazione delle quantità di biometano prodotte destinate al trasporto. Per ulteriori dettagli si rinvia a quanto già illustrato nella *Relazione Annuale 2019* (Volume 2, Capitolo 4).

Piano comunitario di sviluppo delle reti

Investimenti nelle infrastrutture di rete e coerenza con il Piano di sviluppo comunitario

Valutazione degli schemi di Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto e analisi costi/benefici

In data 21 gennaio 2019 l'Autorità ha avviato la consultazione pubblica sui Piani di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale per l'anno 2018. Nell'ambito di tale consultazione, conclusasi in data 29 marzo 2019, ha dato mandato all'impresa maggiore di trasporto di organizzare un *workshop* finalizzato a presentare i principali interventi dei Piani 2018 rientranti nell'ambito di applicazione dell'analisi costi/benefici (ACB), nonché la proposta dei suoi criteri applicativi⁵.

Il *workshop*, organizzato da Snam Rete Gas in coordinamento con gli altri gestori del sistema di trasporto e con gli Uffici dell'Autorità, si è svolto in data 13 marzo 2019 e ha visto la partecipazione di una variegata platea di *stakeholder* (operatori e consumatori).

⁵ La proposta di Criteri applicativi dell'ACB è stata redatta dall'impresa maggiore di trasporto del gas (Rete Snam Gas) ai sensi di quanto disposto dalla delibera 27 dicembre 2018, 468/2018/R/gas.

Successivamente, con la delibera 11 giugno 2019, 230/2019/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta formulata dall'impresa maggiore di trasporto di gas naturale sui Criteri applicativi della metodologia ACB per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto. Il provvedimento, che dà attuazione alle previsioni della delibera 27 settembre 2018, 468/2018/R/gas in materia di requisiti minimi per la predisposizione dei Piani, in relazione sia alla completezza e alla trasparenza delle informazioni, sia alla metodologia ACB, si inserisce nel percorso volto all'adozione di una metodologia che consenta, da una parte, di valutare la coerenza delle scelte di sviluppo infrastrutturale individuate dai gestori con i criteri di economicità ed efficienza degli investimenti e, dall'altra, di identificare selettivamente gli interventi in grado di apportare maggiore utilità al sistema. In considerazione della necessaria fase di sperimentazione dell'applicazione della metodologia ACB, con la delibera 230/2019/R/gas l'Autorità ha, inoltre, evidenziato l'opportunità di valutare la congruità e l'efficacia dei Criteri applicativi successivamente alla loro prima applicazione nei Piani 2019 e 2020, al fine di individuare eventuali necessità di revisione dei requisiti minimi e/o dei Criteri applicativi stessi.

Infine, con la delibera 30 luglio 2019, 335/2019/R/gas, l'Autorità ha espresso la valutazione sui Piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale relativi agli anni 2017 e 2018 e ha disposto la proroga al 31 dicembre 2019 dei termini per la presentazione dei Piani relativi all'anno 2019. In sede di valutazione dei Piani, l'Autorità ha rilevato, in particolare:

- l'insufficienza di elementi informativi o la mancata presentazione di ACB che non hanno consentito di esprimere una valutazione completa relativamente ad alcuni interventi di sviluppo, tra i quali il potenziamento per nuove importazioni da Sud, il metanodotto Larino-Biccari e il collegamento Piombino-Isola d'Elba;
- l'assenza delle condizioni per esprimere una valutazione positiva degli interventi di sviluppo presentati da Energie Rete Gas, sia in quanto le relative ACB non presentano elementi sufficienti a dimostrare l'efficienza e l'utilità degli interventi per il sistema del gas, sia in considerazione della mancata evidenza di un adeguato coordinamento con i gestori di rete interconnessi;
- con riferimento al progetto di metanizzazione della Sardegna, data la rilevanza strategica e la dimensione dell'investimento, l'Autorità ha ritenuto opportuno postporre la valutazione alla pubblicazione, da parte dei proponenti, di un'ACB che rispetti i requisiti minimi di cui alla delibera 468/2018/R/gas, che sia elaborata sulla base di scenari coordinati tra il settore elettrico e quello del gas e che tenga in dovuto conto le prospettive di sviluppo energetico complessivo dell'isola nel quadro delle politiche del Governo; inoltre, l'Autorità ha avviato uno studio indipendente, tuttora in corso di elaborazione, finalizzato a una più ampia valutazione, in logica di ACB, delle opzioni disponibili in relazione allo sviluppo infrastrutturale del sistema energetico della Regione Sardegna.

Gare per ambito di concessione del servizio di distribuzione

I principali provvedimenti adottati nel corso del 2019 in materia di gare per ambito di concessione hanno riguardato le attività di analisi svolte dall'Autorità ai sensi del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 e del decreto del Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministero per i rapporti con le regioni e la coesione territoriale, 12 novembre 2011, n. 226, relative agli scostamenti tra valore di rimborso e RAB e alla documentazione di gara trasmessa dalle stazioni appaltanti.

In relazione alla prima attività, con le delibere 16 aprile 2019, 145/2019/R/gas, 8 ottobre 2019, 406/2019/R/gas, 5 novembre 2019, 450/2019/R/gas e 17 dicembre 2019, 536/2019/R/gas, l'Autorità ha espresso le proprie osservazioni inerenti ai valori di rimborso con scostamenti maggiori del 10% rispetto alla RAB, ai sensi di quanto previsto dall'art. 15, comma 5, del decreto legislativo n. 164/2000, come modificato in ultimo dall'art. 1, comma 93, della legge 4 agosto 2017, n. 124, rispettivamente con riferimento ai Comuni dell'Atem Napoli 1 – Città di Napoli e Impianto Costiero, Prato, Rimini e Genova 2 – Provincia.

Con riferimento, invece, all'attività di analisi della documentazione di gara, la delibera 11 giugno 2019, 231/2019/R/gas ha riportato le osservazioni dell'Autorità in merito alla documentazione inviata dal Comune di Napoli, stazione appaltante dell'Atem Napoli 1 – Città di Napoli e Impianto Costiero ai sensi delle disposizioni di cui all'art. 9, comma 2, del decreto interministeriale n. 226/2011.

In data 9 maggio 2019, in attuazione di quanto indicato nella determina del Direttore della Direzione Infrastrutture, Unbundling e Certificazione (DIUC) dell'Autorità 25 luglio 2014, 13/2014, sono stati resi disponibili, previo accreditamento delle stazioni appaltanti, i dati definitivi relativi al valore degli asset risultante al 31 dicembre 2017 (dati RAB), in seguito dell'emanazione della delibera 9 aprile 2019, 128/2019/R/gas, con la quale sono state determinate le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2019.

I dati RAB sono stati resi disponibili nei seguenti formati:

- modalità aggregata senza distinzione per soggetto proprietario, per le località appartenenti a ciascun ambito tariffario;
- quota parte di proprietà del gestore uscente soggetta a trasferimento a titolo oneroso, per le località appartenenti a ciascun ambito tariffario e per le quali il medesimo gestore uscente ha fornito tale dettaglio.

Sempre in data 9 maggio 2019, in attuazione della sopra citata determina, sono stati resi disponibili, previo accreditamento delle stazioni appaltanti, anche i dati definitivi relativi al valore degli asset risultante al 31 dicembre 2016 (dati RAB), in seguito all'emanazione della delibera 19 marzo 2019, 98/2019/R/gas, con la quale sono state determinate le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2018, in parte in seguito rettificata con la delibera 9 aprile 2019, 127/2019/R/gas.

I dati RAB sono stati resi disponibili nei seguenti formati:

- modalità aggregata senza distinzione per soggetto proprietario, per le località appartenenti a ciascun ambito tariffario;
- quota parte di proprietà del gestore uscente soggetta a trasferimento a titolo oneroso, per le località appartenenti a ciascun ambito tariffario e per le quali il medesimo gestore uscente ha fornito tale dettaglio.

Iter di valutazione degli scostamenti VIR-RAB maggiori del 10%

Il procedimento di valutazione degli scostamenti VIR-RAB ha comportato e comporta tuttora un'intensa attività da parte degli Uffici dell'Autorità. Tale attività prevede la valutazione della corposa documentazione trasmessa dalle stazioni appaltanti all'Autorità tramite le apposite piattaforme informatiche VIR-RAB e la gestione della complessa attività istruttoria nella quale si inseriscono le interlocuzioni con le stazioni appaltanti.

Com'è noto, questo procedimento è propedeutico alla verifica dei bandi di gara, di cui all'art. 9, comma 2, del decreto interministeriale n. 226/2011 e successive modifiche e integrazioni.

Nella tavola 4.1 sono elencate le 66 stazioni appaltanti per le quali è in corso il procedimento di verifica degli scostamenti VIR-RAB maggiori del 10%, relativi ai Comuni ricadenti nel regime ordinario individuale per Comune (di cui all'art. 3, comma 1, lettera a), dell'allegato A alla delibera 27 dicembre 2017, 905/2017/R/gas) e nel regime semplificato individuale per Comune (di cui all'art. 3, comma 1, lettera b), del medesimo allegato A). In totale, i Comuni soggetti a verifica da parte degli Uffici dell'Autorità sono stati circa 1.406. Di questi ultimi, circa 456 sono soggetti al regime semplificato individuale per Comune.

TAV. 4.1 Stazioni appaltanti oggetto di verifica per scostamenti VIR-RAB maggiori del 10%

STAZIONE APPALTANTE	ATEM
Comunità montana Valle Camonica	Brescia 1 – Nord-Ovest
Provincia di Treviso	Treviso 2 – Nord
Comune di Reggio nell'Emilia	Reggio nell'Emilia
Comune di Pinerolo	Torino 3 – Sud-Ovest
Comune di Alessandria	Alessandria 2 – Centro
Provincia di Udine	Udine 1 – Nord e Udine 3 – Sud
Comune di Foligno	Perugia 2 – Sud-Est
Comune di Novara	Novara 2 – Sud
Comune di Ancona	Ancona
Comune di Villafranca di Verona	Verona 2 – Pianure veronesi
Provincia di Como	Como 1 – Triangolo Lariano e Brianza Comasca
Comune di Viterbo	Viterbo
Comune di Verona	Verona 1 – Città di Verona e Nord
Comune di Padova	Padova 1 – Città di Padova e Nord
Comune di Casale Monferrato	Alessandria 1 – Nord
Città metropolitana di Venezia	Venezia 2 – Entroterra e Veneto orientale
Comune di Pavia	Pavia 2 – Città e impianto di Pavia
Comune di Monza	Monza-Brianza 1 – Est
Comune di Pesaro	Pesaro-Urbino

(segue)

STAZIONE APPALTANTE	ATEM
Comune di Lissone	Monza e Brianza 2 – Ovest
Comune di Piacenza	Piacenza 1 – Ovest
Comune di Sondrio	Como 3 – Impianto di Cernobbio e Nord – Sondrio
Comune di Bologna	Bologna 1 – Città e impianto di Bologna e Bologna 2 – Provincia
Comune di Ravenna	Ravenna
Comune di Caserta	Caserta 1 – Sud-Est
Comune di Lucca	Lucca
Provincia di Cremona	Cremona 2 – Centro e Cremona 3 – Sud
Comune di Savona	Savona 2 – Nord-Est
Comune di Civitanova Marche	Macerata 2 – Nord-Est
Comune di Este	Padova 3 – Bassa Padovana
Comune di Cassano d'Adda	Milano 4 – Provincia Nord-Est
Comune di Pordenone	Pordenone
Comune di Trieste	Trieste
Comune di Dalmine	Bergamo 3 – Dintorni a ovest di Bergamo
Comune di Legnano	Milano 2 – Provincia Nord-Ovest
Provincia di Biella	Biella
Comune di Cuneo	Cuneo 2 – Città di Cuneo e Sud
Comune di Firenze	Firenze 1 – Città e impianto di Firenze e Firenze 2 – Provincia
Comune di Voghera	Pavia 4 – Oltrepò Pavese
Comune di Saluzzo	Cuneo 1 – Nord-Ovest
Comune di Verbania	Verbano-Cusio-Ossola
Comune di Vigevano	Pavia 1 – Lomellina Ovest
Comune di Potenza	Potenza 2 – Sud
Comune di Lovere	Bergamo 2 – Nord-Est
Comune di Ivrea	Torino 5 – Nord-Est

(segue)

STAZIONE APPALTANTE	ATEM
Comune di Treviglio	Bergamo 5 – Sud-Ovest
Comune di Lecco	Lecco 1 – Nord
Comune di Codogno	Lodi 2 – Sud
Pescara Energia	Pescara
Comune di Brindisi	Brindisi
Comune di Brescia	Brescia 3 – Città e impianto
Comune di Albano Laziale	Roma 4 – Litorale Sud e Castelli Romani
Comune di Ferrara	Ferrara
Comune di Merate	Lecco 2 – Sud
Comune di Perugia	Perugia 1 – Città di Perugia e Nord-Ovest
Comune di Alba	Cuneo 3 – Nord-Est
Comune di Catanzaro	Catanzaro – Crotona
Comune di Venezia	Venezia 1 – Laguna veneta
Comune di Civitavecchia	Roma 2 – Litorale Nord
Comune di Valdagno	Atem Vicenza 4 – Valli dell'Agno e del Chiampo
Comune di Oleggio	Atem Novara 1 – Nord
Comune di Romano di Lombardia	Atem Bergamo 6 – Sud-Est
Provincia di Trento	Atem Trento
Comune di Rozzano	Atem Milano 3 – Provincia Sud
Provincia di Vicenza	Atem Vicenza 2 – Nord-Est
Comune di Varese	Atem Varese 1 – Nord

Fonte: ARERA.



CAPITOLO

5

**REGOLAZIONE
NEL SERVIZIO IDRICO**

SETTORIALE

Monitoraggio e governance degli assetti locali

L'art. 172, comma 3-*bis*, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152¹, come modificato dall'art. 7 del decreto legge 12 settembre 2014, n. 133 (convertito con modificazioni dalla legge 11 novembre 2014, n. 164), prevede che, entro il 30 giugno e il 31 dicembre di ogni anno, l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico (oggi Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente – ARERA) presenti alle due Camere del Parlamento una Relazione sul rispetto delle prescrizioni stabilite dallo stesso decreto legislativo n. 152/2006, in particolare a carico:

- delle Regioni, per la costituzione degli enti di governo dell'ambito;
- degli enti di governo dell'ambito (EGA), per l'affidamento del servizio idrico integrato (SII);
- degli enti locali, in relazione alla partecipazione agli enti di governo dell'ambito e in merito all'affidamento in concessione d'uso gratuito delle infrastrutture del servizio idrico integrato ai gestori affidatari del servizio.

L'Autorità, a partire dal 2015, ha provveduto alla redazione di specifiche Relazioni semestrali² presentate alle Camere.

Nel corso del 2019 sono state predisposte le Relazioni 25 giugno 2019, 277/2019//idr e 19 dicembre 2019, 562/2019//idr, evidenziando sia i miglioramenti riscontrati nella riorganizzazione della *governance* di settore, sia i casi (caratterizzati dalla permanenza di alcuni profili di criticità e di inottemperanza alle disposizioni normative vigenti) in cui si rinvergono ostacoli nel percorso volto alla razionalizzazione degli assetti del comparto e, più in generale, allo sfruttamento delle economie di scala a beneficio dell'utente idrico.

In particolare, si sono registrate positive evoluzioni, anche in termini di incidenza sulla popolazione nazionale interessata, nei processi di costituzione e operatività degli enti di governo dell'ambito, pur confermando un numero residuo di realtà in cui tale processo non risulta ancora perfezionato. È utile, altresì, evidenziare che, in alcuni contesti regionali (Lazio, Sicilia e Liguria), si è provveduto all'esercizio dei poteri sostitutivi ai sensi degli artt. 152, commi 2 e 3, e 172, comma 4, del decreto legislativo n. 152/2006. Con riferimento, poi, ai profili di mancato affidamento del servizio idrico integrato al gestore d'ambito, si conferma la maggior parte delle situazioni di criticità rilevate in precedenza, pur con segnali di progressivo riordino relativamente ad alcune aree della Sicilia. In generale, dalle ricognizioni effettuate nel 2019, le realtà in cui si riscontra la presenza di gestori cessati *ex lege* (in taluni casi interessati da procedure di affidamento già avviate dall'ente di governo dell'ambito), che attualmente esercitano il servizio in assenza di un titolo giuridico conforme alla disciplina *pro tempore* vigente, risultano ancora diffuse, seppure in progressiva diminuzione.

1 Recante "Norme in materia ambientale".

2 Per un'illustrazione dettagliata degli esiti della costante attività di monitoraggio svolta dall'Autorità, si rinvia a:

- prima Relazione semestrale sullo stato del riordino dell'assetto locale del settore, illustrata nell'ambito della presentazione al Governo e al Parlamento, il 24 giugno 2015, della *Relazione Annuale* sullo stato dei servizi e sull'attività svolta (Vol. 1);
- Relazione 28 dicembre 2015, 665/2015//idr;
- Relazione 7 luglio 2016, 376/2016//idr;
- Relazione 28 dicembre 2016, 811/2016//idr;
- Relazione 28 giugno 2017, 499/2017//idr;
- Relazione 21 dicembre 2017, 898/2017//idr;
- Relazione 28 giugno 2018, 368/2018//idr;
- Relazione 20 dicembre 2018, 701/2018//idr;
- Relazione 25 giugno 2019, 277/2019//idr;
- Relazione 19 dicembre 2019, 562/2019//idr.

In sintesi, lo stato degli assetti locali del servizio idrico integrato rilevato nel corso del 2019 si è caratterizzato per i seguenti elementi:

- completamento dei percorsi di adesione degli enti locali ai relativi enti di governo dell'ambito in tutte le aree territoriali del Paese (nel 2015 si registravano criticità in nove Regioni);
- consolidamento nel processo di razionalizzazione del numero degli Ambiti territoriali ottimali (ATO), giunti a 62;
- evoluzione dei percorsi verso la piena operatività degli enti di governo dell'ambito in quasi tutte le realtà regionali, a eccezione del Molise, in cui il relativo processo di *institutional building* non ha registrato progressi di rilievo nel corso dell'intero 2019;
- esigenza di utilizzo dei poteri sostitutivi da parte di alcune Regioni per il conseguimento dell'obiettivo di piena attuazione dell'organizzazione del servizio idrico integrato secondo la normativa vigente, consolidando i segnali registrati negli ultimi mesi in alcune aree territoriali del Paese;
- prosecuzione del processo di razionalizzazione e consolidamento del panorama gestionale secondo le previsioni della normativa vigente.

Tariffe, qualità tecnica e investimenti

Metodo tariffario per il terzo periodo regolatorio 2020-2023

Con la delibera 29 gennaio 2019, 34/2019/R/idr³, l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione del Metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio 2020-2023, con le finalità di preservare il quadro di stabilità e certezza della regolazione idrica elaborata a partire dal 2012, di promuovere l'efficienza gestionale in relazione agli obiettivi assegnati, nonché di perseguire una progressiva convergenza fra le diverse aree del Paese, caratterizzate da situazioni gestionali e livelli di servizio estremamente differenti.

Con il documento per la consultazione 1° ottobre 2019, 402/2019/R/idr, l'Autorità ha illustrato l'inquadramento generale e le linee di intervento relative al Metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio, configurando una metodologia tariffaria che prevede: i) la conferma di regole in grado di favorire la spesa per investimenti, come determinata alla luce della nuova regolazione della qualità tecnica; ii) l'introduzione di disposizioni in grado di promuovere una crescente efficienza gestionale; iii) l'esplicitazione di misure tese a valorizzare interventi per la sostenibilità e la resilienza a fronte del *climate change*; iv) il rafforzamento di elementi (di semplificazione degli adempimenti e di penalizzazione per stimolare la *compliance*) per la convergenza fra le diverse aree del Paese, anche prevedendo – per alcune realtà che si trovano a operare nelle aree più svantaggiate e in un'ottica di superamento del *water service divide* – una specifica fattispecie di regolazione tariffaria applicabile (schema regolatorio virtuale).

Nel citato documento per la consultazione, inoltre, l'Autorità ha illustrato le risultanze dell'analisi degli specifici schemi regolatori⁴ proposti dai competenti enti di governo dell'ambito, sintetizzando come segue gli andamenti delle principali grandezze oggetto della regolazione introdotta dall'Autorità:

³ Con la delibera 29 gennaio 2019, 34/2019/R/idr l'Autorità, tra l'altro, ha disposto la riunione del procedimento con quello avviato con la delibera 16 ottobre 2018, 518/2018/R/idr, recante "Avvio di procedimento per il controllo della realizzazione degli investimenti programmati nel servizio idrico integrato".

⁴ Ogni specifico schema regolatorio è composto, ai sensi della delibera 28 dicembre 2015, 664/2015/R/idr (come integrata dalla delibera 27 dicembre 2017, 918/2017/R/idr, ai fini dell'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie), dal Programma degli interventi (PdI), dal Piano economico-finanziario (PEF) – con esplicitazione del vincolo ai ricavi (VRG) e del moltiplicatore tariffario ϑ – e dalla convenzione di gestione.

- aumento degli investimenti previsti per l'ammodernamento delle infrastrutture, pur in costanza (con specifico riferimento all'ultimo biennio 2018-2019) dei tassi annuali di variazione tariffaria⁵;
- stabilità dei costi operativi per la gestione del servizio;
- eterogeneità nei costi medi unitari ammessi a riconoscimento tariffario (che spiegano, almeno in parte, l'eterogeneità dei corrispettivi applicati all'utenza), rinvenibile anche nell'ambito della medesima area geografica.

Alla luce delle evidenze richiamate nel documento 402/2019/R/idr, nonché di quelle rilevate nell'ambito degli altri procedimenti svolti dall'Autorità, con il successivo documento per la consultazione 19 novembre 2019, 480/2019/R/idr, sono stati illustrati gli orientamenti finali per il nuovo periodo regolatorio e sono stati dettagliati ulteriori aspetti tariffari, attinenti alle regole per il computo dei costi ammessi al riconoscimento in tariffa, all'individuazione dei parametri macro-economici di riferimento, nonché di quelli legati all'adeguamento del set di documenti relativi agli specifici schemi regolatori.

In particolare, l'Autorità ha prospettato l'introduzione di una metodologia più avanzata, in grado di promuovere un nuovo bilanciamento tra efficienza gestionale, sostegno agli investimenti e miglioramento delle prestazioni, proponendosi di:

- collegare strettamente le disposizioni di promozione dell'efficienza con il meccanismo per la determinazione dei premi da assegnare con riferimento alla qualità, configurando un assetto regolatorio in cui il conseguimento di eventuali margini sia basato su *performance* gestionali progressivamente migliori;
- rivisitare la classificazione e le vite utili dei cespiti al fine di ricondurre le infrastrutture alla pertinente attività, distinguendole tra acquedotto, fognatura, depurazione e attività comuni, allineando la durata, pur in termini prudenziali, con quella riscontrata in una serie di approfondimenti svolti, nonché identificando una corrispondenza tra la categoria di cespiti e il macro-indicatore o l'obiettivo da conseguire;
- adottare pianificazioni di diversa durata, integrando quella propria dello specifico schema regolatorio con una di orizzonte temporale più ampio, permettendo di individuare il raggiungimento di target di equilibrio tecnico nella sostituzione delle infrastrutture, nonché di valutare la realizzazione di infrastrutture più complesse o con elevato grado di interconnessione con i territori limitrofi;
- prevedere maggiore flessibilità nell'impiego dello schema regolatorio di convergenza, estendendone la possibilità di impiego anche a quei casi in cui non siano stati deliberati processi di integrazione gestionale;
- garantire la necessaria coerenza con gli strumenti di cui ai successivi paragrafi, ossia con il Fondo di garanzia per le opere idriche e, con riferimento alla progressiva attuazione del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico, sezione "acquedotti", valutare le indicazioni specifiche per garantire a tutti i beneficiari adeguate condizioni di sostenibilità;
- rafforzare le misure tese al monitoraggio e al controllo sia in ordine all'effettiva realizzazione degli investimenti programmati (introducendo specifiche penalità in caso di sotto-investimenti), sia relativamente al rispetto del vincolo di destinazione esclusiva della componente del Fondo nuovi investimenti (FoNI) a nuovi investimenti ritenuti prioritari (tenuto conto del parere, più in dettaglio richiamato al successivo paragrafo "Unbundling e trattamento del Fondo nuovi investimenti (FoNI)", dell'Organismo italiano di contabilità sul trattamento

⁵ Le misure adottate a sostegno della spesa per interventi infrastrutturali hanno incentivato la ripresa degli investimenti nel settore, passati da 1,3 miliardi di euro nel 2012 a circa 3,5 miliardi di euro nel 2019. Peraltro, il recepimento della regolazione della qualità tecnica di cui alla delibera 917/2017/R/idr, in vigore dal 1° gennaio 2018, ha portato gli enti di governo dell'ambito – in accordo con i relativi soggetti gestori – a pianificare, per gli anni 2018 e 2019, ulteriori investimenti rispetto a quelli previsti in sede di prima predisposizione tariffaria ai sensi della delibera 664/2015/R/idr, di fatto rideterminando in aumento, di circa il 14%, il fabbisogno di investimenti inizialmente programmato, pur a fronte di una sostanziale stabilità delle tariffe all'utenza, con una variazione media, rispetto all'anno precedente, pari allo 0,4% nel 2018 e allo 0,8% nel 2019.

contabile della componente di ricavo derivante dal FoNI – assimilabile a un contributo pubblico in conto impianti – e, contestualmente, prospettando, da un lato, che non sia ammissibile il recupero di eventuali maggiori imposte, e, dall'altro – in continuità con i precedenti metodi tariffari adottati dall'Autorità –, specifiche modalità di recupero della quota della componente FoNI che dovesse risultare, *ex post*, non investita).

Il processo di consultazione si è concluso con l'adozione della delibera 27 dicembre 2019, 580/2019/R/idr, con la quale l'Autorità ha approvato il Metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio 2020-2023 (MTI-3). In continuità con l'MTI-2 e in un'ottica di stabilità e certezza regolatoria, con l'MTI-3 sono state confermate: i) l'impostazione generale volta alla responsabilizzazione e alla coerenza delle decisioni assunte a livello decentrato dai soggetti competenti alla predisposizione tariffaria; ii) la struttura del vincolo ai ricavi della gestione (VRG); iii) la presenza di un vincolo alla crescita annuale del moltiplicatore tariffario ϑ , da applicare alle quote fisse e variabili della struttura tariffaria adottata da ciascuna gestione e alle misure di sostegno alla spesa per investimenti; iv) la valorizzazione di componenti di costo relative a immobilizzazioni di terzi o realizzate con contributi pubblici.

Con l'MTI-3 è stata, altresì, confermata l'impostazione volta a incentivare, oltre agli investimenti, la sostenibilità dei corrispettivi tariffari applicati all'utenza e la razionalizzazione delle gestioni, mediante la previsione di un fattore di ripartizione tra gestore e consumatori (*sharing*) da applicare al limite di prezzo in funzione di condizionalità riferite, per il terzo periodo regolatorio, alla totalità dei costi riconosciuti (in luogo della componente dei costi operativi). Tale fattore di *sharing* è stato fissato all'1,5%, valore, quest'ultimo, individuato in ragione della necessità, da un lato, di contenere l'impatto delle variazioni tariffarie sull'utenza e, dall'altro, di favorire la razionalizzazione degli oneri sostenuti dalla gestione nel rispetto del principio di riconoscimento dei costi efficienti di esercizio e investimento.

Inoltre, in continuità con l'MTI-2, la delibera 580/2019/R/idr ha previsto una durata del periodo regolatorio quadriennale per la valorizzazione del moltiplicatore tariffario e delle componenti di costo riconosciute, con un aggiornamento biennale delle proposte tariffarie, secondo le modalità e i criteri che l'Autorità individuerà con un successivo provvedimento, nonché la possibilità di procedere, su istanza motivata, a una revisione infra-periodo della predisposizione tariffaria a fronte di circostanze straordinarie e tali da pregiudicare l'equilibrio economico-finanziario della gestione.

Per quanto riguarda la predisposizione degli atti che compongono lo specifico schema regolatorio (costituito dal programma degli interventi, dal piano economico-finanziario e dalla convenzione di gestione), è stato previsto che l'ente di governo dell'ambito debba tenere conto degli effetti di lungo periodo di eventuali opere – caratterizzate da complessità tecnica e da tempi di realizzazione pluriennali – che per la loro rilevanza strategica siano ritenute prioritarie dallo stesso EGA ai fini del raggiungimento dei livelli di servizio fissati per il pertinente territorio, redigendo un Piano delle opere strategiche (POS) – quale parte integrante e sostanziale del PdI – che preveda, a tendere, un saggio di rinnovo delle infrastrutture coerente con la vita utile delle medesime e che riporti lo sviluppo delle misure tese ad assicurare il relativo percorso di convergenza⁶.

La regolazione tariffaria applicabile nel terzo periodo regolatorio è riconducibile:

- a una matrice costituita da sei diversi schemi regolatori, nell'ambito della quale ciascun soggetto competente seleziona lo schema più appropriato in relazione:
 - al fabbisogno di investimenti – incluso quello afferente agli interventi che il gestore prevede di realizzare

⁶ Il POS ricomprende interventi relativi alle attività di acquedotto, fognatura e depurazione riferiti a cespiti per i quali sia prevista una vita utile non inferiore a 20 anni.

- con contributi a fondo perduto già stanziati ed effettivamente disponibili – in rapporto al valore delle infrastrutture esistenti;
- all’eventuale presenza di variazioni negli obiettivi o nelle attività del gestore, principalmente riconducibili a significativi processi di aggregazione gestionale, ovvero all’introduzione di nuovi processi tecnici gestiti dei quali sia attestata la rilevanza;
 - all’entità del vincolo ai ricavi per abitante servito dalla gestione rispetto al valore VRG *pro capite* medio (VRG_{PM}) stimato con riferimento all’anno 2018 per l’intero settore, tenendo conto anche della popolazione fluttuante servita;
- a uno schema regolatorio di convergenza, che trova applicazione (per un periodo limitato e predefinito) con riferimento a tutte quelle situazioni caratterizzate da una perdurante e significativa carenza di informazioni, indipendentemente dall’eventuale avvio di processi di integrazione delle gestioni⁷, e che consente al soggetto competente di effettuare una valorizzazione parametrica delle componenti di costo (costi operativi e costi delle immobilizzazioni) ai fini della predisposizione tariffaria, pur a fronte di incompletezza delle informazioni richieste. Lo schema regolatorio di convergenza si inserisce nell’ambito delle misure predisposte dall’Autorità, in ottica di semplificazione degli adempimenti e di penalizzazione per stimolare la *compliance*, per il superamento del cosiddetto *water service divide*, al fine di promuovere la progressiva convergenza verso una situazione maggiormente uniforme sul territorio nazionale. Nell’ambito delle proprie competenze, l’Autorità è, infatti, chiamata a promuovere il superamento progressivo delle condizioni che limitano l’accesso alle misure tese a favorire il continuo miglioramento dei profili di stabilità e certezza del quadro degli assetti istituzionali locali, di qualità tecnica e contrattuale, nonché gli elementi di trasparenza da garantire a beneficio dei fruitori del servizio.

Accanto alle forme di regolazione tariffaria semplificate per stimolare la *compliance*, nell’MTI-3 è stato confermato che, qualora si verificano circostanze straordinarie ed eccezionali, di entità significativa e non previste al momento della formulazione della predisposizione tariffaria, tali da pregiudicare l’equilibrio economico-finanziario della gestione, l’ente di governo dell’ambito può formulare apposita istanza all’Autorità, proponendo quale misura per il mantenimento dell’equilibrio economico-finanziario l’accesso alle misure di perequazione, nei limiti previsti e nel rispetto dei requisiti prefissati dall’Autorità medesima.

Per quanto concerne la trattazione delle singole componenti di costo ammesse al riconoscimento tariffario, e, più in particolare, la copertura – nell’ambito dei *costi delle immobilizzazioni* – degli oneri riconducibili al reperimento dei finanziamenti, l’Autorità, fermo restando il criterio di riconoscimento dei soli oneri finanziari e fiscali standardizzati in continuità con il precedente periodo regolatorio, ha: i) confermato il riferimento al tasso *risk free* reale, valutato sulla base dei tassi di rendimento dei titoli di stato dell’Area euro con scadenza decennale e con *rating* almeno AA, adeguato attraverso un parametro specifico per la rischiosità del settore idrico italiano, il *Water Utility Risk Premium* (WRP)⁸, posto pari all’1,7%; ii) determinato il coefficiente relativo al rischio di settore β pari a 0,79, tenuto conto del fatto che la riduzione del rischio finanziario dato dalla facilitazione dell’accesso al credito a fronte del ricorso al Fondo di garanzia delle opere idriche è in parte attenuata dagli effetti relativi al superamento di talune distorsioni derivanti dalle diverse politiche contabili utilizzate dagli operatori, connessi alla previsione di non ammettere a riconoscimento il recupero di eventuali maggiori imposte nell’ambito della

7 Si fa riferimento in particolare a soggetti interessati da perduranti criticità nell’avvio delle necessarie attività di programmazione e di organizzazione della gestione ai sensi della normativa vigente, nonché di realizzazione degli interventi, ovvero a soggetti interessati dalla perdurante applicazione delle condizioni di esclusione (comma 9,2 della delibera 580/2019/R/idr).

8 Il WRP è riconducibile in particolare ai seguenti fattori di rischio: i) il differenziale collegato a investimenti cosiddetti *risk free* in Italia; ii) gli ulteriori elementi connessi alla dimensione media, generalmente ridotta, degli operatori del settore; iii) gli ulteriori differenziali connessi alla natura generalmente pubblica e locale dei soci dei gestori del SII, nella maggioranza dei casi enti locali, le cui modalità di finanziamento risentono dei vincoli di finanza pubblica imposti dalle norme vigenti.

trattazione del FoNI; iii) previsto per il tasso di rendimento delle immobilizzazioni il cui interesse è soggetto a scudo fiscale (parametro K_d) un valore di 2,77%, in considerazione della lieve riduzione del tasso medio sul debito riscontrata dall'Autorità nelle più recenti rilevazioni sul mercato del credito, con conseguenti condizioni generalmente più favorevoli per l'ottenimento di finanziamenti; iv) confermato il rapporto standard tra le immobilizzazioni cui si applica lo scudo fiscale e le altre immobilizzazioni, ponendolo pari a 1 (non essendo state ravvisate significative variazioni per quanto riguarda la composizione del capitale degli operatori).

In un'ottica di miglioramento dell'efficacia, anche nell'impiego di strumenti gestionali più avanzati (*asset management*), nell'MTI-3 è stata confermata la rivisitazione della classificazione e delle vite utili dei cespiti, in modo da ricondurre le infrastrutture del SII alla pertinente attività (acquedotto, fognatura, depurazione e attività comuni) e identificare la corrispondenza tra la categoria di cespiti e il macro-indicatore di qualità tecnica e/o contrattuale o l'obiettivo da conseguire. L'Autorità, inoltre, in coerenza con quanto previsto in altri settori regolati e al fine di fornire adeguati segnali alle gestioni in merito al contenimento dei livelli di *stock* delle immobilizzazioni in corso che entrano nel computo tariffario, ha modificato, per le immobilizzazioni diverse dalle opere strategiche – che richiedono tempi maggiori per il completamento, in ragione della loro complessità tecnica –, il trattamento delle opere classificate come "Lavori in corso (LIC)", escludendo dal riconoscimento in tariffa i LIC con saldi che risultino invariati da più di 4 anni (in luogo dei 5 anni previsti dalla regolazione vigente) e rimodulando il tasso da applicare alle immobilizzazioni in corso, mediante l'utilizzo di un tasso più basso di quello previsto per le immobilizzazioni entrate in esercizio e decrescente nel tempo.

Relativamente ai *costi operativi*, la delibera 580/2019/R/idr, in linea con la struttura generale di cui all'MTI-2, ha confermato la distinzione tra costi operativi endogeni e costi operativi aggiornabili. In particolare, per quanto concerne i costi operativi endogeni, l'Autorità ha previsto, al fine di rafforzare le misure di promozione dell'efficienza gestionale, che le regole di computo dei costi siano differenziate sulla base della *clusterizzazione* di ciascuna gestione. Per individuare il *cluster* di appartenenza, al gestore viene richiesto dapprima di stimare il costo operativo *pro capite*, ottenuto mediante l'applicazione del modello statistico elaborato dall'Autorità e illustrato nel documento per la consultazione 402/2019/R/idr; successivamente tale costo viene confrontato con il costo operativo totale *pro capite*, come risultante dal bilancio. Sulla base del posizionamento nel *cluster* viene quantificato il recupero dell'eventuale margine conseguito tra i costi riconosciuti in tariffa e i costi effettivamente sostenuti a bilancio nella medesima annualità, prevedendo che una quota di tale margine sia destinata al rafforzamento del meccanismo incentivante volto alla promozione della qualità, e versata alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA). Per quanto attiene, invece, al calcolo dei costi operativi aggiornabili, nell'MTI-3 sono stati previsti alcuni aggiornamenti al fine di incentivare la riduzione dei consumi di energia elettrica (applicando un fattore di *sharing* in funzione del risparmio energetico conseguito dalle gestioni) e di consentire (in considerazione della peculiare situazione di mercato degli ultimi due anni e al netto di una opportuna franchigia) il riconoscimento di un extra-costo⁹ per lo smaltimento dei fanghi da depurazione.

Viene, inoltre, confermata la possibilità, per gli enti di governo dell'ambito, di ricomprendere tra i costi operativi, ove ne ricorrano i presupposti, eventuali oneri aggiuntivi riconducibili a specifiche finalità perseguibili nei singoli contesti. In particolare, tra i costi operativi associati a specifiche finalità, possono essere ricompresi:

- i costi operativi di piano rivisti dall'ente di governo dell'ambito in presenza di significativi processi di aggregazione gestionale ovvero di nuovi processi tecnici gestiti;

9 Il costo "ordinario" dello smaltimento è già ricompreso nei costi operativi endogeni.

- i costi per gli adeguamenti agli standard di qualità tecnica e di qualità contrattuale;
- gli oneri connessi al mantenimento o all'introduzione di agevolazioni ulteriori rispetto a quelle minime previste dalla regolazione di settore¹⁰ (cosiddetto bonus idrico integrativo) e i costi per l'intervento di limitazione associabili al caso in cui le spese per la procedura di limitazione siano poste a carico del gestore¹¹;
- gli oneri di natura previsionale volti, più in generale, a rendere gli utenti maggiormente consapevoli dei propri consumi e a favorire le procedure di limitazione della fornitura idrica, in caso di morosità degli utenti domestici residenti, nonché le procedure di disalimentazione selettiva in presenza di utenze condominiali.

Con riferimento ai *costi ambientali e della risorsa*, nel provvedimento è stata ampliata la tipologia di oneri da esplicitare come ERC, potendovi ricomprendere oneri precedentemente allocati nella componente CAPEX a copertura dei costi delle immobilizzazioni. Nello specifico, è stato previsto che tale componente possa essere ricondotta alle misure per la protezione e la salvaguardia delle fonti idrico-potabili, nonché agli interventi per prevenire la riduzione e l'alterazione delle funzionalità proprie degli ecosistemi acquatici e per ripristinare il funzionamento degli ecosistemi acquatici stessi.

In continuità con il precedente periodo regolatorio, nell'MTI-3 sono state individuate misure tese alla sostenibilità finanziaria efficiente delle gestioni, confermando – pur con alcuni elementi di novità – l'impostazione generale utilizzata nell'MTI-2 in relazione al trattamento delle componenti a conguaglio inserite nel VRG¹², nonché ai criteri per il riconoscimento di una parte degli oneri relativi alla morosità¹³ degli utenti finali, considerando la diversa incidenza del fenomeno sul territorio nazionale (Nord, Centro, Sud e Isole) e incentivando al contempo l'adozione di meccanismi per una gestione efficiente del credito, anche tenuto conto delle recenti disposizioni in ordine al contenimento della morosità nel SII introdotte con la delibera 16 luglio 2019, 311/2019/R/idr¹⁴.

Inoltre, al fine di incentivare la diffusione di attività innovative, caratterizzate da multisettorialità, che rispondono a obiettivi di sostenibilità energetica e ambientale¹⁵, in un'ottica di promozione dell'economia circolare nel servizio idrico integrato, è stato previsto il riconoscimento, nella componente a copertura dei margini derivanti dalle *altre attività idriche*, di uno *sharing* maggiore per le attività riconducibili a tali obiettivi.

Il nuovo metodo tariffario MTI-3 rafforza, poi, le misure tese al monitoraggio e al controllo in ordine all'effettiva realizzazione degli investimenti programmati con riferimento al quadriennio 2016-2019 e, in una logica *output-based*, integra tali misure di controllo con le valutazioni sul conseguimento degli obiettivi di miglioramento o

10 Al riguardo si rammenta che l'Autorità, con la delibera 14 gennaio 2020, 3/2020/R/idr, ha dato attuazione alle misure di tutela previste dal decreto legge 26 ottobre 2019, n. 124 (cosiddetto "decreto fiscale", convertito, con modificazioni, dalla legge 19 dicembre 2019, n. 157), estendendo il riconoscimento del bonus sociale idrico di cui alla delibera 897/2017/R/idr anche ai titolari di Reddito di cittadinanza/Pensione di cittadinanza e rafforzando il *quantum* del beneficio economico mediante l'applicazione dell'agevolazione anche alla spesa sostenuta – con riferimento al quantitativo minimo vitale di 50 litri/abitante giorno – per i servizi di fognatura e depurazione.

11 Nel caso di mancato pagamento di fatture che complessivamente non superino di tre volte l'importo pari al corrispettivo annuo dovuto relativo al volume della fascia agevolata e/o nel caso in cui l'utente non sia destinatario di procedure di costituzione in mora per un periodo di 18 mesi (a partire dal 1° gennaio 2020), secondo quanto previsto dall'art. 7, comma 3, lettera a) dell'allegato A alla delibera 16 luglio 2019, 311/2019/R/idr.

12 Il trattamento delle componenti a conguaglio inserite nel vincolo ai ricavi del gestore è stato aggiornato per tenere conto, da un lato, delle modifiche apportate alle modalità di riconoscimento dei costi operativi aggiornabili e, dall'altro, di alcuni elementi di novità introdotti nell'MTI-3, relativi, per esempio, all'incentivo specifico previsto a favore del gestore in presenza di misure innovative, caratterizzate da multisettorialità, che rispondono agli obiettivi di sostenibilità energetica e ambientale.

13 Sulla base degli ultimi dati comunicati, sono state riviste al ribasso, per le aree del Nord e del Centro, le percentuali di UR24 per il calcolo del costo di morosità ammissibile a riconoscimento.

14 Delibera 311/2019/R/idr e relativo allegato A, recante "Regolazione della morosità nel servizio idrico integrato (REMSI)" (cfr. *infra* nel paragrafo "Regolazione dei rapporti tra operatori e utenti", sottoparagrafo "Morosità").

15 Si fa riferimento in particolare ai seguenti quattro pilastri:

- a) l'efficienza energetica nelle attività e nelle infrastrutture, qualora non riconducibile al servizio idrico integrato;
- b) la riduzione dell'utilizzo della plastica mediante la promozione del consumo di acqua potabile, anche tramite l'installazione di fontanelle;
- c) il recupero di energia – elettrica e termica – e di materie prime mediante impianti o specifici trattamenti integrati nelle infrastrutture idriche, nonché la diffusione di energia da fonti rinnovabili per l'alimentazione degli impianti del servizio idrico integrato;
- d) il riuso dell'acqua trattata (per esempio a fini agricoli e industriali) allo scopo di promuovere una maggiore razionalizzazione della risorsa in particolare in contesti caratterizzati da fenomeni di siccità.

mantenimento connessi alla qualità tecnica e alla qualità contrattuale – in relazione alla quale con la delibera 17 dicembre 2019, 547/2019/R/idr, è stato introdotto, come si dirà *infra* nel sottoparagrafo “Aggiornamento della qualità contrattuale”, un meccanismo incentivante di premi/penalità in ragione dei livelli di *performance* conseguiti dalle singole gestioni –, introducendo specifiche penalità in caso di sotto-investimento.

Aggiornamento della qualità tecnica

Nel corso del 2019 – anche tenuto conto del recepimento degli standard di qualità tecnica (introdotti dalla Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato – RQTI, di cui alla delibera 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr)¹⁶ nell’ambito degli specifici schemi regolatori, nonché previa puntuale verifica in ordine alla coerenza tra le criticità infrastrutturali rilevate sul territorio, gli obiettivi individuati, gli interventi programmati e il moltiplicatore tariffario *teta* (θ), come risultante dalle regole per il riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio – l’Autorità ha adottato 30 provvedimenti di approvazione dell’aggiornamento delle predisposizioni tariffarie relative agli anni 2018 e 2019 ai sensi della delibera 27 dicembre 2017, 918/2017/R/idr, giungendo nel complesso ad approvare l’aggiornamento biennale per 98 gestioni (che erogano il servizio a una popolazione di 34.097.585 abitanti¹⁷).

In particolare, nei citati provvedimenti di approvazione tariffaria sono stati richiamati gli esiti dei controlli effettuati in ordine:

- all’assenza delle cause di esclusione dall’aggiornamento tariffario per il secondo periodo regolatorio, come previste dall’art. 10 della delibera 28 dicembre 2015, 664/2015/R/idr, che contempla tra le relative fattispecie (oltre all’assenza del titolo a esercire il servizio, alla fatturazione del consumo minimo impegnato per l’utenza domestica residente, alla mancata adozione della Carta dei servizi, alla mancata consegna degli impianti al gestore affidatario di ambito e al mancato adempimento degli obblighi di verifica della qualità dell’acqua destinata al consumo umano) anche il mancato versamento alla Cassa per i servizi energetici e ambientali delle componenti perequative¹⁸;

16 La delibera 917/2017/R/idr ha introdotto un sistema di indicatori basato su:

- *standard specifici*, che identificano i parametri di *performance* da garantire nelle prestazioni erogate al singolo utente, e il cui mancato rispetto, di norma, prevede l’applicazione di indennizzi;
- *standard generali*, ripartiti in macro-indicatori e in indicatori semplici, che descrivono le condizioni tecniche di erogazione del servizio, a cui è associato un meccanismo incentivante che prevede premi e penalità;
- *prerequisiti*, che rappresentano le condizioni necessarie all’ammissione al meccanismo incentivante associato agli standard generali.

17 Con riferimento alle gestioni per le quali l’Autorità non ha ancora adottato le proprie determinazioni in ordine all’aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie per gli anni 2018-2019 – proseguendo approfondite verifiche istruttorie in ordine ad aspetti specifici rinvenibili nelle proposte ricevute, ovvero all’invio di diffide ad adempiere – si distinguono:

- le predisposizioni tariffarie trasmesse dagli enti di governo dell’ambito per le quali sono in corso i necessari approfondimenti sui dati e sugli atti ricevuti. Si fa riferimento, in particolare, a talune gestioni operanti in Lombardia, Liguria, Toscana, Abruzzo, Campania e Lazio, e agli operatori che servono la Regione Puglia e la Regione Sardegna;
- le realtà per le quali il soggetto competente non ha ottemperato agli obblighi di trasmissione della proposta tariffaria o ha provveduto alle determinazioni di competenza in modo carente o caratterizzato da specifiche complessità (con particolare riferimento al Molise, alla Calabria, a talune gestioni della Campania e della Sicilia).

Si ritiene comunque utile rammentare che, nel loro insieme, le determinazioni tariffarie per il quadriennio 2016-2019 deliberate dall’Autorità, in sede di prima approvazione, hanno riguardato 584 gestioni, interessando 44.583.567 abitanti (residenti in 5.702 Comuni). Si tratta in particolare di:

- 130 gestioni (che erogano il servizio a 42.573.312 abitanti), per le quali è stato approvato il relativo schema regolatorio proposto dai soggetti competenti;
- 454 gestioni, per le quali è stata disposta l’invarianza dei corrispettivi, coinvolgendo 2.010.255 abitanti.

18 Alcune delle azioni di *compliance* svolte dall’Autorità si sono concentrate proprio:

- sul monitoraggio degli obblighi di versamento delle componenti perequative. Al riguardo è stata sviluppata un’interlocuzione con CSEA circa alcune criticità relative a potenziali inadempienze da parte di alcuni gestori, imputabili prevalentemente a disallineamenti fra i soggetti gestori del servizio di acquedotto iscritti all’Anagrafica operatori dell’Autorità e quelli iscritti all’anagrafica di CSEA;
- sul recepimento delle disposizioni dell’Autorità nell’ambito delle convenzioni di gestione, ovvero nelle Carte dei servizi: nel corso del 2019, nei casi che presentavano profili di criticità, detto recepimento è stato perfezionato anche grazie a un’intensa interlocuzione collaborativa con i soggetti competenti.

- ai valori iniziali assunti dai macro-indicatori¹⁹ di qualità tecnica, dandone, per ciascun gestore, specifica evidenza nella pertinente delibera di approvazione tariffaria, unitamente ai principali interventi infrastrutturali programmati per il raggiungimento degli obiettivi stabiliti dalla Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato, differenziati in base alle condizioni di partenza²⁰. Nello specifico, nelle programmazioni approvate dagli enti di governo dell'ambito in sede di aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie è stata prevista una stabile riduzione delle perdite di rete, una rinnovata attenzione alla continuità dell'erogazione, alla qualità della risorsa erogata, all'adeguatezza del sistema fognario, nonché una progressiva contrazione del quantitativo di fanghi smaltito in discarica e un continuo miglioramento della qualità dell'acqua depurata da reimmettere nell'ambiente;
- ai costi di investimento e di esercizio (di cui, peraltro, i gestori hanno prodotto dichiarazione di corrispondenza con le informazioni patrimoniali, economiche e finanziarie risultanti dalle fonti contabili obbligatorie), tra l'altro specificando l'eventuale presenza di:
 - scostamenti tra la spesa effettiva per investimenti e il fabbisogno pianificato, valutando l'entità, le motivazioni dei ritardi e i relativi effetti²¹;
 - stante, a partire dal 2018, il vincolo di destinazione della componente tariffaria FoNI^a esclusivamente alla realizzazione dei nuovi investimenti individuati come prioritari, riattribuzione della quota di FoNI^a (inizialmente destinata ad agevolazioni tariffarie) alla componente OP^a_{social}, introdotta (a decorrere dal 2018) per la copertura degli oneri conseguenti al mantenimento o all'introduzione delle agevolazioni migliorative (c.d. bonus idrico integrativo) rispetto a quelle minime previste dalla regolazione nazionale ai sensi della delibera 21 dicembre 2017, 897/2017/R/idr recante la disciplina del bonus sociale idrico;
 - con riferimento alla componente Opex^a_{oc} per l'adeguamento agli standard di qualità contrattuale del servizio di cui alla delibera 23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr (Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato – RQSII), recupero (a vantaggio dell'utenza) dello scostamento tra la quantificazione della citata componente (ritenuta ammissibile, in sede di prima approvazione, per le annualità 2016 e 2017) e gli oneri effettivamente sostenuti dal gestore (nella medesima annualità) per l'adeguamento alla delibera in parola;
 - costi aggiuntivi Opex^a_{ot} (relativi ad aspetti riconducibili all'adeguamento a taluni standard di qualità tecnica definiti con la delibera 917/2017/R/idr e non già ricompresi nella Carta dei servizi, ovvero in altri atti vincolanti per il gestore), approfondendo le modalità con cui i medesimi sono stati ricondotti ai singoli macro-indicatori di qualità tecnica;
 - oneri esplicitati come costi ambientali e della risorsa.

19 I macro-indicatori definiti con delibera 917/2017/R/idr sono i seguenti: M1 - Perdite idriche, M2 - Interruzioni del servizio, M3 - Qualità dell'acqua erogata, M4 - Adeguatezza del sistema fognario, M5 - Smaltimento fanghi in discarica, M6 - Qualità dell'acqua depurata.

20 Particolare attenzione è stata rivolta ai casi in cui si è riscontrata l'assenza di uno o più prerequisiti stabiliti dalla RQTI, accertando che fosse stata fornita dal soggetto competente una puntuale indicazione della tempistica e degli interventi necessari al superamento delle criticità ai medesimi collegate. Si fa riferimento, nello specifico, agli interventi per il superamento delle situazioni di non conformità in agglomerati relativamente ai quali sono state pronunciate sentenze di condanna per il mancato adeguamento alla direttiva 1991/271/CEE sulla gestione delle acque reflue, nonché per il raggiungimento di adeguati livelli di misura, tenuto conto anche degli obblighi di verifica e sostituzione dei misuratori vetusti.

21 In particolare, con riferimento alle criticità riscontrate, sono state rilevate casistiche in cui:

- si è rivelata debole l'iniziativa delle istituzioni competenti, che in taluni casi impiegano tempi lunghi nelle valutazioni dell'assetto gestionale desiderato – e, essendo quest'ultimo propedeutico all'identificazione degli obiettivi specifici e alla valutazione dei costi efficienti necessari a conseguirli, viene di conseguenza rinviata *sine die* la realizzazione di interventi per il miglioramento delle infrastrutture idriche – e che, alla luce del quadro istituzionale esistente, non possono essere riavviate su traiettorie di miglioramento sulla base della normativa vigente;
- si è rivelata debole l'azione di coordinamento nella realizzazione degli atti necessari all'avvio degli interventi, come le attività di progettazione esecutiva o quelle di conseguimento delle autorizzazioni previste;
- sono emerse criticità nella capacità realizzativa asseritamente riconducibili alle difficoltà introdotte con la nuova disciplina dettata dal cosiddetto Codice degli appalti (decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50).

Si ritiene utile precisare che, sulla base della stabile rilevazione dell'effettiva spesa per gli investimenti effettuata dall'Autorità nel quadriennio 2014-2017, è stato possibile verificare la correttezza delle condizioni di partenza identificate dai soggetti competenti in applicazione del Metodo tariffario idrico – MTI (con riferimento alle annualità 2014-2015). A tale riguardo, l'Autorità, nel corso del 2019, ha proseguito la valutazione – caso per caso e nell'ambito dei singoli provvedimenti di approvazione dell'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per gli anni 2018 e 2019 – delle specifiche misure volte al recupero dei benefici non ammissibili eventualmente conseguiti dai soggetti gestori, ovvero nel caso in cui abbiano fatto ricorso *ex ante* a schemi regolatori (per gli anni 2014 e 2015) di promozione degli investimenti e abbiano rendicontato *ex post* valori di spesa inferiori alle soglie minime stabilite, procedendo a disporre, per talune gestioni, un recupero a vantaggio degli utenti.

Unbundling e trattamento del Fondo nuovi investimenti (FoNI)

Nel corso del 2019 l'Autorità ha proseguito le attività di raccolta e analisi delle informazioni concernenti l'*unbundling* contabile del settore idrico, la cui regolazione è stata introdotta con la delibera 24 marzo 2016, 137/2016/R/com e il relativo allegato A (recante il Testo integrato *unbundling* contabile – TIUC).

Sulla base dei dati raccolti con riferimento all'esercizio 2017, lo scorso anno sono stati apportati alcuni aggiornamenti al sistema telematico in vista della raccolta dei dati relativa all'esercizio 2018, allo scopo di migliorare la qualità delle informazioni fornite dai gestori. Tale raccolta (aperta il 9 maggio 2019) è stata accompagnata da un aggiornamento del Manuale di contabilità regolatoria con specifici chiarimenti finalizzati a supportare gli operatori nelle operazioni di disaggregazione delle poste contabili.

Nel corso del 2019, inoltre, sono state fornite ulteriori indicazioni relativamente alle modalità di contabilizzazione e rendicontazione all'interno dei Conti annuali separati (CAS) del Fondo nuovi investimenti (FoNI), che costituisce una componente del VRG a titolo di anticipazione per il finanziamento dei nuovi investimenti²². Dagli approfondimenti effettuati dall'Autorità sul tema era, infatti, emerso che i gestori adottavano prassi di contabilizzazione del Fondo differenziate, che in alcuni casi risultavano non pienamente coerenti con la finalità di incentivo ai nuovi investimenti propria di tale componente. Venuta a conoscenza di tali casi, l'Autorità aveva ritenuto opportuno precisare le necessarie modalità di rendicontazione, nell'ambito della contabilità regolatoria, delle poste relative all'impiego del FoNI. In particolare, con il comunicato del 26 ottobre 2018, l'Autorità aveva informato i gestori del SII, tenuti alla compilazione dei conti annuali separati, che la componente FoNI *"è assimilata a un contributo pubblico in conto impianti e come tale deve essere rilevata nei CAS dal gestore – indipendentemente dalla modalità di redazione del bilancio civilistico – utilizzando la metodologia prevista dall'OIC 16 per tali contributi"*. L'Autorità aveva anche precisato che la sopra richiamata modalità di contabilizzazione nei CAS deve ritenersi obbligatoria.

Successivamente, l'Autorità ha quindi avviato ulteriori approfondimenti con l'Associazione nazionale revisori contabili (Assirevi) e in particolare con l'Organismo italiano di contabilità (OIC), al quale ha richiesto un parere²³ circa le modalità più efficaci per addivenire a un trattamento contabile del FoNI che – in coerenza con il vincolo di destinazione previsto dalla regolazione di settore e tenuto conto della natura sostanziale di contributo pubblico delle risorse in parola, acquisite tramite la tariffa dai gestori del SII – non induca comunque incrementi nel costo del debito degli operatori che potrebbero riflettersi in un incremento degli oneri per l'utente finale. Il 17 aprile 2019, pertanto, l'Autorità ha informato con apposito comunicato i gestori circa il parere fornito in data 8 aprile 2019 dall'OIC, il quale ha chiarito: *"fermo restando che l'assenza di un principio contabile non consente di esprimersi a favore di uno specifico trattamento contabile tra quelli adottati nella prassi e tenuto in conto che [il comunicato dell'Autorità del 26 ottobre 2018] precisa che la metodologia indicata è obbligatoria nei CAS e non nella redazione del bilancio d'esercizio, questo Organismo ritiene opportuno che gli operatori, a partire dal bilancio chiuso al 31 dicembre 2018, indipendentemente dalla politica contabile utilizzata, adottino politiche di*

22 La componente FoNI è stata introdotta nel 2012 con il Metodo tariffario transitorio per sostenere gli interventi prioritari e ritenuti necessari per superare le carenze infrastrutturali del settore e garantire il ripristino e la manutenzione del patrimonio infrastrutturale pubblico finanziato dallo Stato.

23 Parere richiesto il 31 gennaio 2019 ai sensi dall'art. 9-bis, comma 1, lettera b), del decreto legislativo 28 febbraio 2005, n. 38, secondo cui l'OIC *"esprime pareri dietro richiesta di altre istituzioni pubbliche"*.

disponibilità delle riserve, per la parte alimentata dalla componente FoNI, coerenti con le tecniche regolatorie stabilite nella richiamata comunicazione dell'ottobre 2018".

Piano nazionale degli interventi nel settore idrico

L'art. 1, comma 516, della legge 27 dicembre 2017, n. 205²⁴, dispone che, ai fini della "programmazione e realizzazione degli interventi necessari alla mitigazione dei danni connessi al fenomeno della siccità e per promuovere il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche", con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri sia adottato, anche per stralci, il Piano nazionale degli interventi nel settore idrico, articolato in due sezioni: sezione "acquedotti" e sezione "invasi"²⁵. Con riguardo ai tempi di attuazione, il medesimo comma 516 dispone, altresì, che il Piano nazionale possa "essere approvato, anche per stralci, con uno o più decreti del Presidente del Consiglio dei ministri", comunque prevedendone l'aggiornamento, di norma, ogni due anni.

Il successivo comma 517 stabilisce che, ai fini della definizione della sezione "acquedotti" del Piano nazionale, l'Autorità – sentiti le Regioni e gli enti locali interessati, sulla base delle programmazioni esistenti nonché del monitoraggio sull'attuazione dei piani economico-finanziari dei gestori – trasmette l'elenco degli interventi necessari e urgenti per il settore, con specifica indicazione delle modalità e dei tempi di attuazione, per la realizzazione dei seguenti obiettivi considerati prioritari:

- raggiungimento di adeguati livelli di qualità tecnica;
- recupero e ampliamento della tenuta e del trasporto della risorsa idrica, anche con riferimento alla capacità di invaso;
- diffusione di strumenti mirati al risparmio di acqua negli usi agricoli, industriali e civili.

Per promuovere un'efficace implementazione della nuova disciplina, l'Autorità, con la delibera 18 gennaio 2018, 25/2018/R/idr, ha avviato uno specifico procedimento "relativo agli interventi necessari e urgenti per il settore idrico ai fini della definizione della sezione 'acquedotti' del Piano nazionale, di cui all'articolo 1, comma 516, della legge n. 205/2017"²⁶, nell'ambito del quale: i) ha proceduto a richiedere agli enti di governo dell'ambito, con il coinvolgimento delle Regioni, specifiche informazioni volte alla selezione degli interventi urgenti, necessari a perseguire gli obiettivi prioritari enucleati all'art. 1, comma 517, della legge 205/2017²⁷; ii) ha individuato – sulla base delle valutazioni riportate nella Relazione 11 aprile 2018, 268/2018/I/idr e successivamente aggiornate dalla Relazione 23 ottobre 2018, 538/2018/I/idr²⁸ – taluni interventi ritenuti idonei per un primo stralcio del Piano nazionale.

24 Legge recante "Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2018 e bilancio pluriennale per il triennio 2018-2020".

25 L'elenco degli interventi ricompresi nella sezione "invasi" del Piano nazionale è stato adottato dapprima con il decreto del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti di concerto con il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali 6 dicembre 2018, n. 526, recante "Adozione del Piano straordinario degli interventi nel settore idrico", e successivamente con il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 17 aprile 2019. Nell'ambito dell'iter di approvazione del richiamato DPCM 17 aprile 2019 l'Autorità, con il documento 16 aprile 2019, 160/2019/I/idr, ha rilasciato parere favorevole, con osservazioni, sulla proposta di decreto trasmessa dal Ministro delle infrastrutture e dei trasporti con precedente comunicazione del 12 aprile 2019.

26 Per approfondimenti si veda la *Relazione Annuale 2019*, Volume 2.

27 In risposta alla richiesta di informazioni, l'Autorità ha ricevuto 52 contributi, trasmessi dai soggetti competenti con riferimento ai singoli territori di pertinenza (in cui complessivamente risiedono circa 48 milioni di abitanti), contenenti nel complesso 2.249 progetti/proposte, riguardanti aspetti eterogenei e caratterizzati da diversi gradi di priorità.

28 Nella quale è stato tenuto conto, altresì, di interventi di carattere infrastrutturale (ulteriori rispetto a quelli che trovano copertura nelle risorse disponibili a legislazione vigente) volti al superamento delle criticità idriche che abbiano determinato specifiche situazioni emergenziali.

Allo scopo di accelerare l'iter previsto per la completa attuazione della nuova disciplina e tenuto conto delle novità normative recate, da ultimo, dalla legge 3 dicembre 2018, n. 145²⁹, l'Autorità, con la delibera 12 febbraio 2019, 51/2019/R/idr, ha integrato e rinnovato il procedimento di cui alla precedente delibera 25/2018/R/idr con la finalità di:

- definire – ferme restando le attività istruttorie già svolte – le modalità più adeguate a individuare le sinergie e le complementarità tra gli interventi (strategicamente rilevanti e a prescindere dal relativo stato di progettazione) da ricomprendere nei vari stralci del Piano nazionale, proseguendo, in particolare, le attività di coordinamento tra le amministrazioni coinvolte, anche al fine di adottare criteri di selezione coerenti e declinati in base alle garanzie in ordine all'efficacia e alla rapidità di esecuzione degli interventi da finanziare;
- condurre ulteriori valutazioni alla luce della rinnovata attenzione che il legislatore ha posto sul contenimento delle dispersioni idriche;
- integrare le attività volte alla definizione della sezione "acquedotti" del Piano nazionale anche con eventuali analisi di *sensitivity* di natura tariffaria, alla luce del completamento dell'operatività degli strumenti di finanziamento previsti;
- valutare le misure più idonee ad assicurare – tenuto conto delle caratteristiche dei soggetti potenzialmente beneficiari di risorse pubbliche – la capacità gestionale dell'operatore al quale sarà affidata la conduzione delle opere finanziate dal Piano nazionale, quale presupposto per un impiego efficace delle risorse concesse.

Nel mese di marzo 2019 sono stati attivati tavoli di approfondimento con le autorità di distretto, coinvolgendo il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti e il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, allo scopo di ricevere valutazioni aggiornate circa il livello di priorità degli interventi ricompresi nel primo elenco di interventi, nonché segnalazioni di eventuali ulteriori misure infrastrutturali che risultassero prioritarie all'interno del territorio di pertinenza dei singoli distretti. Al contempo, sono proseguite le attività di monitoraggio sull'attuazione delle azioni inizialmente proposte dai soggetti competenti, anche tenuto conto dei programmi degli interventi contenuti nelle proposte di aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie, trasmesse dagli enti di governo dell'ambito ai sensi della delibera 918/2019/R/idr. L'Autorità ha, quindi, integrato la propria attività istruttoria – già avviata nel corso del 2018 – con valutazioni di carattere tariffario, aventi a oggetto, tra l'altro, la capacità realizzativa del soggetto attuatore individuato nonché la disponibilità di leve tariffarie al fine di un possibile cofinanziamento delle opere da parte del gestore.

Le elaborazioni e le valutazioni compiute sono state illustrate dall'Autorità anche nell'ambito di un Tavolo interistituzionale attivato presso il Dipartimento per la programmazione economica della Presidenza del Consiglio dei ministri, al fine di contribuire, attraverso una puntuale profilatura dei soggetti regolati, a un rafforzamento dell'efficacia delle iniziative finanziabili con risorse pubbliche.

29 La legge n. 145/2018, recante "Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2019 e bilancio pluriennale per il triennio 2019-2021", ha previsto, all'art. 1, comma 155, quale ulteriore misura di sostegno agli investimenti, che per l'attuazione di un primo stralcio del Piano nazionale di interventi nel settore idrico e per il finanziamento della progettazione di interventi considerati strategici nel medesimo Piano è autorizzata la spesa di 100 milioni di euro annui per gli anni dal 2019 al 2028, di cui 60 milioni di euro annui per la sezione "invasi", di fatto destinando alla sezione "acquedotti" la spesa di 40 milioni di euro annui per il decennio 2019-2028. La medesima legge ha introdotto, tra gli altri, alcuni principali elementi di novità ai fini della definizione della sezione "acquedotti" del citato Piano nazionale, prevedendo in particolare: i) di espungere – con riguardo ai nuovi interventi necessari e urgenti – il riferimento alla "priorità per quelli in stato di progettazione definitiva ed esecutiva" e inserire, quale criterio di preferenza nella selezione degli interventi, la presenza di "sinergie e complementarità tenuto conto dei Piani di gestione delle acque predisposti dalle Autorità di distretto, ai sensi del decreto legislativo n. 152 del 2006"; ii) di ricomprendere tra gli obiettivi prioritari al cui perseguimento devono essere funzionali gli interventi individuati dall'Autorità, con precipuo riferimento all'obiettivo del "raggiungimento di adeguati livelli di qualità tecnica", anche la "riduzione della dispersione delle risorse idriche" (art. 1, comma 153, lettera b).

In esito agli approfondimenti sopra richiamati, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare il primo elenco di interventi, individuando, con la Relazione 20 giugno 2019, 252/2019/l/idr, un *cluster* iniziale di 26 interventi/progetti, riconducibili alle seguenti categorie:

- reperimento di nuove risorse idriche;
- interconnessione degli schemi acquedottistici;
- incremento della disponibilità idrica;
- miglioramento della qualità dell'acqua prelevata;
- riduzione e contenimento delle perdite idriche.

Sulla base del richiamato elenco di interventi trasmesso dall'Autorità, con il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 1° agosto 2019 è stato adottato il "*primo stralcio del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico – sezione acquedotti*", prevedendo che la copertura dei citati interventi sia assicurata a valere e nel limite di 40.000.000 di euro per l'annualità 2019 e 40.000.000 di euro per l'annualità 2020.

In coerenza con quanto previsto dalla normativa vigente, l'Autorità, con la delibera 23 ottobre 2019, 425/2019/R/idr, ha disciplinato le condizioni, i termini e le modalità di erogazione delle risorse destinate al finanziamento degli interventi ricompresi nel DPCM 1° agosto 2019, in particolare disponendo che le risorse in questione siano erogate da CSEA³⁰ – previo assolvimento da parte dell'ente di riferimento³¹, con il coinvolgimento del soggetto realizzatore individuato, di una serie di adempimenti e obblighi informativi preliminari³² – al soggetto realizzatore in quattro quote, subordinate (dalla seconda quota) alla verifica di determinate condizionalità³³ e, in seguito, all'attestazione dell'effettiva spesa degli importi previsti.

La citata delibera dispone, poi, in relazione agli interventi selezionati, obblighi di rendicontazione e comunicazione da parte dell'ente di riferimento (sullo stato di avanzamento di ciascun intervento) e da parte di CSEA (sullo stato di erogazione delle risorse stanziare e la gestione della quota di risorse ancora a disposizione), anche recando specifiche disposizioni volte a disciplinare eventuali significative variazioni in corso d'opera degli interventi o le casistiche di inerzia o inadempimento nella realizzazione dell'intervento ricompreso nel primo stralcio del Piano nazionale.

Con la successiva delibera 3 dicembre 2019, n. 512/2019/R/idr, l'Autorità ha autorizzato l'erogazione da parte di CSEA della prima quota di finanziamento per un sottoinsieme degli interventi contenuti nell'allegato 1 al DPCM 1° agosto 2019, per i quali sono risultati assolti gli obblighi preliminari di cui all'art. 2 della delibera 425/2019/R/idr, e ha subordinato l'erogazione delle successive quote alla verifica delle condizionalità richiamate nel medesimo provvedimento.

30 Con la delibera 425/2019/R/idr, è stato istituito presso la CSEA il "Conto per il finanziamento degli interventi del Piano nazionale, sez. 'acquedotti' di cui alla legge 205/2017", alimentato, per le annualità 2019 e 2020, dalle risorse di cui all'art. 1 del DPCM 1° agosto 2019. Le modalità utilizzate ai fini dell'alimentazione del Conto sono quelle previste dal richiamato DPCM.

31 L'ente di riferimento è indicato nell'allegato 1 al DPCM 1° agosto 2019.

32 Ai sensi dell'art. 2 della delibera 425/2019/R/idr ai fini dell'autorizzazione all'erogazione delle risorse è richiesto:

- all'ente di riferimento, per il tramite dell'ente di governo dell'ambito territorialmente competente, laddove differente, di individuare il soggetto realizzatore di ciascun intervento, che assume l'esclusiva responsabilità sulla realizzazione delle relative opere (comma 2.2);
- al soggetto realizzatore (comma 2.3): i) di comunicare il Responsabile unico di progetto (RUP) dell'intervento e provvedere, per il tramite di quest'ultimo, al reperimento del codice unico di progetto dell'intervento; ii) di inserire i dati richiesti per il monitoraggio degli interventi nella Banca dati delle amministrazioni pubbliche (BDAP).

33 Ai sensi dell'art. 7 della delibera 425/2019/R/idr, l'erogazione delle risorse è subordinata a due condizionalità di carattere generale: i) la trasmissione all'Autorità, da parte dell'ente di riferimento, per il tramite dell'ente di governo dell'ambito territorialmente competente, laddove differente, degli atti che costituiscono lo schema regolatorio del soggetto realizzatore vigente al momento della richiesta di erogazione delle quote di finanziamento (comma 7.1); ii) l'adempimento degli obblighi di rendicontazione e comunicazione aventi a oggetto il monitoraggio dell'intervento finanziato (comma 7.3). È prevista, inoltre, al comma 7.2 la definizione, da parte dell'Autorità, di eventuali condizionalità puntuali a fronte di specifiche criticità nelle scelte di programmazione e gestione del servizio idrico integrato nel territorio interessato.

Criteria e modalità di utilizzazione del Fondo di garanzia delle opere idriche

A seguito dell'istituzione – a opera dall'art. 58 della legge 28 dicembre 2015, n. 221 – del *"Fondo di garanzia per gli interventi finalizzati al potenziamento delle infrastrutture idriche, ivi comprese le reti di fognatura e depurazione"*, nel luglio 2019 è stato pubblicato il DPCM 30 maggio 2019 cui la medesima legge ha demandato la definizione degli interventi prioritari, dei criteri e delle modalità generali di utilizzazione del Fondo in parola.

Essendo le modalità di alimentazione e di gestione del Fondo rimesse all'Autorità, con la delibera 30 luglio 2019, 353/2019/R/idr, è stato avviato uno specifico procedimento, nell'ambito del quale, in data 10 settembre 2019, l'Autorità ha adottato il documento per la consultazione 368/2019/R/idr, evidenziando la necessità di un efficace coordinamento delle misure per la promozione degli investimenti e illustrando le principali linee di intervento volte a garantire l'avvio dell'operatività del Fondo, allo scopo di:

- agevolare l'accesso al credito, accrescendo la finanziabilità dei programmi di investimento e l'accelerazione degli interventi;
- garantire anche il rischio connesso al trasferimento delle gestioni tra diversi operatori;
- contenere l'impatto tariffario, in modo da assicurare la sostenibilità della tariffa applicata all'utenza, nonché la trasparenza e l'accessibilità alle informazioni concernenti le modalità di gestione del Fondo medesimo.

Anche in esito alle osservazioni formulate dai soggetti rispondenti alla consultazione e alla pubblicazione del decreto del Ministero dell'economia e delle finanze del 19 novembre 2019 – con il quale sono state individuate le condizioni e le modalità per il rilascio della garanzia di ultima istanza da parte dello Stato³⁴ – l'Autorità, con la delibera 21 gennaio 2020, 8/2020/R/idr, ha disciplinato le modalità di gestione e utilizzo del Fondo di garanzia delle opere idriche, specificando i requisiti e le condizioni di accesso alla garanzia e definendo adeguati obblighi di rendicontazione, comunicazione e monitoraggio. Con la richiamata delibera è stato altresì istituito, presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali, il Comitato di valutazione del rischio³⁵, con compiti di valutazione e analisi dei rischi e delle modalità operative del Fondo.

Le risorse destinate all'alimentazione del Fondo di garanzia provengono da una specifica componente perequativa UI4, introdotta, a decorrere dal 1° gennaio 2020, nell'ambito delle regole di calcolo tariffario per il terzo periodo regolatorio con la delibera 580/2019/R/idr. La componente perequativa UI4, posta pari a 0,4 centesimi di euro a metro cubo, si applica a tutte le utenze del servizio idrico integrato come maggiorazione ai corrispettivi di acquedotto, fognatura e depurazione.

In coerenza con i criteri recati dal richiamato DPCM 30 maggio 2019, la delibera 8/2020/R/idr ha previsto che le garanzie del Fondo abbiano a oggetto il rimborso del credito vantato dai soggetti finanziatori o investitori nei

34 Secondo quanto previsto dall'art. 2 del decreto del Ministero dell'economia e delle finanze, la garanzia dello Stato, quale garanzia di ultima istanza, opera nel caso di inadempimento da parte del Fondo in relazione agli impegni assunti a titolo di garante. Più nello specifico, *"la garanzia dello Stato opera limitatamente a quanto dovuto dal Fondo per la garanzia concessa, quantificato sulla base della normativa che regola il funzionamento della garanzia medesima e ridotto di eventuali pagamenti parziali effettuati dal Fondo"* (art. 2, comma 3).

35 Il Comitato di valutazione del rischio, di cui all'art. 9, commi 2 e 3, del DPCM 30 maggio 2019, è presieduto da un rappresentante del Ministero dell'economia e delle finanze ed è composto da esperti in valutazione dei rischi finanziari, in rappresentanza rispettivamente del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, del Ministero dello sviluppo economico, nonché da un esperto indipendente. In considerazione dei plurimi soggetti istituzionali interessati, l'Autorità ha rimandato a un successivo provvedimento l'insediamento dei componenti del Comitato di valutazione.

confronti del gestore (cosiddetto gestore titolato) ovvero il pagamento del valore di subentro riconosciuto, la cui garanzia è prestata dal Fondo direttamente a beneficio del gestore titolato.

La delibera 8/2020/R/idr ha disposto, inoltre, che gli interventi per la cui realizzazione può essere concessa la garanzia siano quelli di cui all'art. 5 del sopra citato DPCM e, nello specifico:

- interventi previsti nel Piano nazionale, definito all'art. 1, comma 516, della legge n. 205/2017³⁶, per la quota parte non finanziata con le risorse pubbliche assegnate al medesimo Piano;
- interventi, non ancora finanziati e avviati, che si qualificano come necessari all'adeguamento delle infrastrutture idriche agli obiettivi di miglioramento dei parametri di qualità tecnica introdotti dall'Autorità con la delibera 917/2017/R/idr (riconducibili, per esempio, all'adeguamento delle infrastrutture fognarie e depurative, al perseguimento di obiettivi di qualità della risorsa, al risanamento delle reti idriche anche ai fini del contenimento delle perdite), secondo criteri di priorità legati al livello di pianificazione e sostenibilità finanziaria;
- interventi riguardanti piccole dighe non inseriti nel Piano nazionale, già dotati di proprio finanziamento e che perseguono le medesime finalità degli interventi di cui al punto precedente.

Nello specifico, le operazioni di finanziamento ammissibili alla garanzia di rimborso del credito sono i contratti di finanziamento a medio-lungo termine sottoscritti con i soggetti finanziatori (banche, intermediari finanziari, Cassa depositi e prestiti, Banca europea degli investimenti) e le obbligazioni o altri titoli di debito di cui siano titolari i soggetti investitori, come individuati dal richiamato DPCM 30 maggio 2019. È comunque prevista la possibilità di proporre all'Autorità l'ammissione a garanzia anche di altre operazioni di finanziamento, se necessarie ai fini del contenimento degli oneri a esse connessi.

Con riferimento in particolare alla garanzia del valore di subentro riconosciuto, l'Autorità ha previsto che essa possa essere concessa nei casi di subentro alle gestioni salvaguardate e di subentro alla gestione unica d'ambito³⁷. In tali casi, il valore di subentro dovuto al gestore uscente deve essere corrisposto entro il novantesimo giorno antecedente l'avvio del nuovo affidamento.

Nel provvedimento sono stati poi individuati puntualmente i requisiti soggettivi dei richiedenti, prevedendo che possano richiedere le garanzie di cui all'art. 3, comma 1, del DPCM 30 maggio 2019: i) i gestori affidatari che gestiscono il servizio idrico integrato in base a un affidamento assentito in conformità alla normativa *pro tempore* vigente e che hanno sottoscritto la convenzione di affidamento³⁸ con l'ente di governo dell'ambito; ii) i gestori salvaguardati ai sensi dell'art. 147, comma 2-bis, del decreto legislativo n. 152/2006, con una convenzione recante i contenuti minimi della convenzione-tipo e in possesso dell'assenso formale alla gestione in forma autonoma rilasciata dal competente ente di governo; iii) i fornitori all'ingrosso di servizi idrici e i soggetti qualificati come *common carrier* assoggettabili ai medesimi obiettivi di qualità previsti per le attività all'ingrosso. Sono, inoltre, ammessi al rilascio della garanzia i gestori di dighe e opere di derivazione e adduzione nel caso in cui le medesime, pur non essendo inserite tra le infrastrutture del servizio idrico integrato, siano funzionali alla sua alimentazione. Tuttavia, l'ammissibilità dei soggetti al rilascio della garanzia è subordinata alla verifica di una serie di condizionalità, in particolare l'assenza di situazioni che possano compromettere il proseguimento dell'attività

³⁶ Legge recante, come già riportato *supra*, "Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2018 e bilancio pluriennale per il triennio 2018-2020".

³⁷ Le fattispecie ammissibili al rilascio della garanzia di pagamento del valore di subentro sono state individuate coerentemente con le disposizioni di cui al titolo IV "Cessazione e subentro" dell'allegato A alla delibera 23 dicembre 2015, 656/2015/R/idr, recante "Convenzione-tipo per la regolazione dei rapporti tra enti affidanti e gestori del servizio idrico integrato – Disposizioni sui contenuti minimi essenziali".

³⁸ La convenzione di affidamento deve essere adeguata sulla base della convenzione-tipo adottata dall'Autorità con la delibera 656/2015/R/idr.

del soggetto beneficiario (per esempio situazioni di scioglimento o liquidazione del soggetto stesso) e, per quelli assoggettati alla regolazione dell'Autorità, l'ottemperanza agli obblighi previsti per l'adozione e l'approvazione, ai sensi della normativa *pro tempore* vigente, dello specifico schema regolatorio (composto dal programma degli interventi, dal piano economico-finanziario e dalla convenzione di gestione).

Per quanto attiene all'entità della garanzia, prevista a copertura parziale dell'ammontare dell'operazione finanziaria ammissibile, con la delibera 8/2020/R/idr sono state previste due procedure differenti, declinate in funzione delle caratteristiche dei soggetti beneficiari. Per i soggetti regolati, l'entità della garanzia è quantificata all'interno di un intervallo compreso tra il 30% e l'80% dell'operazione finanziaria ammissibile. Il valore proposto è valutato dall'Autorità previo parere da parte del Comitato di valutazione del rischio, tenuto conto della capienza del Fondo e di alcuni fattori, quali i tassi di realizzazione, la capacità operativa e il grado di patrimonializzazione³⁹ del gestore, la durata del finanziamento, l'assetto istituzionale⁴⁰ e la rilevanza strategica dell'intervento⁴¹. Per i soggetti non regolati, l'entità della garanzia può essere quantificata fino a un valore massimo dell'80%; relativamente a questi ultimi, per la valutazione della garanzia da prestare possono essere considerati, qualora applicabili, i medesimi fattori utilizzati con riferimento ai gestori regolati.

Con il provvedimento in discorso sono state, inoltre, disciplinate le modalità di richiesta e di rilascio della garanzia, mediante l'individuazione dei contenuti minimi della richiesta medesima, nella quale il soggetto richiedente dovrà fornire la descrizione dettagliata dell'operazione e dell'intervento da sostenere, nonché una relazione sulle fonti di finanziamento che caratterizzano la gestione. L'Autorità, acquisito il parere del Comitato di valutazione del rischio, valuta la richiesta, verificando in particolare – anche tenuto conto della capacità gestionale dell'operatore chiamato alla conduzione delle opere – l'adeguatezza dell'intervento, ovvero, in caso di richiesta di garanzia del valore di subentro riconosciuto, il rispetto delle casistiche previste. In caso di accoglimento dell'istanza, l'Autorità, con apposito provvedimento, autorizza CSEA al rilascio della garanzia, definendo in particolare le modalità e i termini di rilascio nonché il rispetto di eventuali condizionalità specifiche indirizzate al superamento di criticità che caratterizzano la gestione. A fronte del riconoscimento della garanzia il soggetto beneficiario è tenuto ad assolvere una serie di obblighi di rendicontazione e comunicazione volti a consentire il monitoraggio dello stato di avanzamento dell'intervento oggetto di garanzia. Nel richiamato provvedimento sono altresì previste le modalità di escussione e di surroga della garanzia, nonché taluni obblighi informativi, in capo a CSEA, nei casi di attivazione della garanzia di ultima istanza da parte dello Stato, tenuto conto di quanto previsto dal richiamato DM del 19 novembre 2019. Al ricorrere di determinate casistiche, ovvero il mancato rispetto delle specifiche condizionalità o degli obblighi di rendicontazione e comunicazione posti in capo ai soggetti beneficiari, il venire meno dei requisiti di ammissibilità, nonché la pronuncia di sentenze di condanna passate in giudicato su illeciti di pertinenza del progetto ammesso a garanzia, l'Autorità può inoltre disporre la revoca anticipata della garanzia.

L'Autorità, sulla base della normativa vigente, provvederà al monitoraggio degli interventi ammessi alla garanzia del Fondo, pubblicando sul proprio sito istituzionale lo stato di avanzamento e realizzazione degli interventi per i quali è stata concessa la garanzia del Fondo medesimo.

39 Rapporto tra patrimonio netto e capitale investito netto, decurtato di quello relativo ai contributi a fondo perduto.

40 Viene, cioè, valutato il grado di compimento dell'assetto istituzionale locale, inteso come il completamento delle attività necessarie ad assicurare la piena operatività dell'EGA e l'affidamento della gestione del servizio.

41 Valutata in termini di *magnitudo* dell'intervento (popolazione impattata, ambiti territoriali coinvolti) e di *output* attesi (miglioramento dei parametri di qualità tecnica).

Regolazione dei rapporti tra operatori e utenti

Morosità

Nel 2019 sono state portate a compimento, dopo una lunga fase di consultazione che ha visto la partecipazione di numerosi *stakeholder*, le attività propedeutiche e funzionali all'adozione del provvedimento finale in materia di morosità nel SII.

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 4 novembre 2016, 638/2016/R/idr sono stati adottati dall'Autorità tre documenti per la consultazione⁴², con l'ultimo dei quali, il 158/2019/R/idr pubblicato in data 16 aprile 2019, sono stati illustrati gli orientamenti finali per il contenimento della morosità nel SII.

In particolare, con il citato documento 158/2019/R/idr, l'Autorità, in coerenza con quanto previsto dall'art. 61 della legge 28 dicembre 2015, n. 221 (c.d. "collegato ambientale") e in considerazione della necessità di declinare le misure più idonee a contemperare l'esigenza di garantire il quantitativo minimo vitale di acqua agli utenti morosi con quella di assicurare – tenuto conto dell'equilibrio economico-finanziario dei gestori – la copertura dei costi efficienti di esercizio e investimento, ha sviluppato e approfondito alcuni aspetti di particolare complessità. Nel documento sono state, infatti, illustrate le condizioni per procedere alla limitazione e alla sospensione della fornitura nei confronti delle utenze domestiche residenti morose, diverse da quelle vulnerabili, e le procedure per la gestione e il contenimento della morosità nel caso di utenze condominiali.

Successivamente alla consultazione, tenuto conto delle osservazioni formulate dagli *stakeholder* e a valle degli approfondimenti effettuati, è stata adottata la delibera 311/2019/R/idr, recante la Regolazione della morosità nel servizio idrico integrato (REMSI), prevedendone l'applicazione a partire dal 1° gennaio 2020.

Nella richiamata delibera, l'Autorità ha innanzitutto previsto che l'intervento di sospensione e quello di disattivazione della fornitura non possano mai essere effettuati nei confronti degli utenti diretti beneficiari del bonus sociale idrico nonché delle utenze a uso pubblico non disalimentabile, individuate secondo i criteri generali previsti dal Testo integrato corrispettivi servizi idrici (TICSI)⁴³.

Inoltre, nel provvedimento è stato previsto, a tutela delle *utenze domestiche residenti*, diverse da quelle economicamente disagiate, che:

- l'intervento di sospensione della fornitura può essere effettuato a seguito dell'espletamento, nei tempi e con le modalità previste, delle procedure di sollecito e di costituzione in mora, solo successivamente:
 - al mancato pagamento di fatture che complessivamente siano superiori a un importo pari al corrispettivo

⁴² Con i precedenti documenti per la consultazione 3 agosto 2017, 603/2017/R/idr, e 8 febbraio 2018, 80/2018/R/idr, l'Autorità ha illustrato i primi orientamenti generali tesi alla definizione delle misure necessarie al contenimento della morosità nel SII, ivi incluse le procedure per la limitazione, la sospensione della fornitura e l'eventuale disattivazione delle utenze morose disalimentabili, nonché le misure poste a tutela dell'utente finale e, in particolare, delle utenze domestiche residenti, nei casi di sospensione e disattivazione della fornitura.

⁴³ Si veda a tale proposito quanto previsto dall'art. 8, comma 2, dell'allegato A alla delibera 28 settembre 2017, 665/2017/R/idr.

annuo dovuto dall'utente moroso relativamente alla fascia di consumo a tariffa agevolata, in coerenza con quanto previsto all'art. 4, comma 1, del DPCM 29 agosto 2016;

- all'intervento di limitazione della fornitura, qualora tecnicamente fattibile, volto ad assicurare un flusso di acqua erogata tale da garantire il quantitativo minimo vitale (50 litri/abitante/giorno);
- all'invio, da parte del gestore, di una comunicazione recante le motivazioni a giustificazione dell'eventuale impossibilità tecnica di addivenire alla limitazione della fornitura;
- al verificarsi delle condizioni per procedere alla sospensione e, ove risulti tecnicamente possibile, all'installazione del riduttore di flusso, la disciplina delle limitazioni/sospensioni è declinata secondo due procedure differenti in ragione della situazione dei singoli utenti morosi, distinguendo:
 - il caso di mancato pagamento di fatture che complessivamente non superino di tre (3) volte l'importo pari al corrispettivo annuo dovuto relativo al volume della fascia agevolata e/o il caso in cui il medesimo utente non sia destinatario di procedure di costituzione in mora per un periodo di 18 mesi (a partire dalla data di entrata in vigore del REMSI), con oneri di limitazione posti a carico del gestore e ammessi a riconoscimento tariffario secondo i criteri stabiliti dall'Autorità nell'MTI-3;
 - il caso di mancato pagamento di fatture che complessivamente superino di oltre tre (3) volte l'importo pari al corrispettivo annuo dovuto relativo al volume della fascia agevolata, con le spese per la procedura di limitazione a carico dell'utente⁴⁴.

Sempre a tutela delle utenze domestiche residenti, tenuto conto del principio di accesso universale all'acqua, da un lato, e della necessità di rendere efficaci le misure per il recupero del credito, dall'altro, l'Autorità ha disposto che il gestore:

- non può procedere, in costanza di mora, alla disattivazione della fornitura e contestualmente alla risoluzione del contratto e alla rimozione del misuratore, fatti salvi: i) il caso in cui, dopo l'intervento di limitazione o di sospensione, si verifichi la manomissione dei sigilli ovvero dei riduttori di flusso; ii) il caso di utenze domestiche residenti morose (diverse da quelle vulnerabili) che non abbiano provveduto – nei termini previsti, anche tenuto conto di eventuali piani di rateizzazione – a onorare gli obblighi (riferiti ai 24 mesi precedenti alla data di costituzione in mora) per il recupero della morosità pregressa;
- non può addebitare all'utente moroso eventuali penali per la sospensione e la riattivazione della fornitura sospesa per morosità.

Relativamente alle procedure di gestione della morosità nel caso di utenze condominiali, tenuto conto delle criticità di natura tecnica e operativa segnalate (per lo più riconducibili alla non fattibilità degli interventi di disalimentazione selettiva della fornitura in presenza di utenze aggregate), l'Autorità – al fine di temperare la tutela della generalità degli utenti buoni pagatori con la tutela degli utenti domestici residenti – ha previsto che, in fase di prima applicazione:

- il gestore:
 - non può attivare la procedura di limitazione/sospensione ovvero disattivazione della fornitura idrica a fronte di pagamenti parziali, a condizione che questi ultimi: i) siano effettuati – entro la scadenza dei termini previsti nella comunicazione di messa in mora – in un'unica soluzione; ii) siano pari almeno alla metà dell'importo complessivo dovuto;

⁴⁴ Tale procedura trova comunque applicazione per tutte le utenze domestiche residenti morose (diverse da quelle vulnerabili) che:

- risultino servite da gestori per i quali l'Autorità abbia accolto l'istanza, presentata dall'EGA competente, per il riconoscimento di costi di morosità superiori a quelli stabiliti in modo parametrico dall'Autorità nel metodo tariffario *pro tempore* vigente;
- non abbiano provveduto – nei termini previsti, anche tenuto conto di eventuali piani di rateizzazione – a onorare gli obblighi (riferiti ai 24 mesi precedenti alla data di costituzione in mora) per il recupero della morosità pregressa;
- risultino destinatarie di almeno una procedura di costituzione in mora nell'arco di 18 mesi, a partire dalla data di entrata in vigore del REMSI.

- ha la facoltà di procedere alla limitazione/sospensione ovvero disattivazione della fornitura idrica qualora – entro sei (6) mesi a far data dall'avvenuto pagamento parziale – non si provveda al saldo dell'importo dovuto;
- l'ente di governo dell'ambito, o altro soggetto competente, deve promuovere, ove tecnicamente fattibile, l'installazione di un misuratore per ogni singola unità immobiliare, al fine di rendere applicabili procedure di disalimentazione selettiva, tali da consentire un rafforzamento delle tutele per le utenze domestiche residenti e in particolare di coloro che versano in condizione di disagio economico e sociale, ancorché morosi.

Inoltre, con riferimento alle modalità per attivare la procedura di costituzione in mora, il REMSI ha stabilito che il gestore possa costituire in mora l'utente finale che non sia in regola con i pagamenti mediante l'invio di una raccomandata o tramite posta elettronica certificata, secondo i contenuti minimi di cui all'art. 4⁴⁵, e previo invio di un sollecito bonario di pagamento. La procedura di costituzione in mora non potrà essere attivata in presenza di reclami ai quali il gestore non abbia fornito riscontro, relativi, per esempio, alla fatturazione di importi anomali o alla ricostruzione dei consumi a seguito di malfunzionamento del misuratore accertato dal gestore.

Con la citata delibera 311/2019/R/idr, l'Autorità ha, infine, avviato un'apposita attività di monitoraggio (che tenga conto anche delle informazioni acquisite nell'ambito dell'indagine disposta con la delibera 2 luglio 2019, 295/2019/E/idr)⁴⁶, rivolta ai casi in cui la procedura di limitazione ovvero la promozione della disalimentazione selettiva nelle utenze condominiali non risultino tecnicamente possibili, con la finalità di:

- acquisire elementi informativi in ordine agli impedimenti tecnici e ai costi per il relativo superamento;
- valutare, conseguentemente – nell'ambito delle misure per il completamento della regolazione incentivante –, l'introduzione di un obbligo di superamento degli impedimenti tecnici che possa essere declinato, nei singoli contesti, alla luce degli oneri necessari, in termini di risorse e di adempimenti amministrativi.

Gli enti di governo dell'ambito sono chiamati a verificare (anche a seguito di controlli a campione) la mancanza delle condizioni di fattibilità tecnica per effettuare l'intervento di limitazione ovvero di disalimentazione selettiva in presenza di utenze condominiali, nonché ad applicare, tenuto conto delle cause e delle correlate responsabilità, specifiche penali ai gestori, qualora i medesimi dichiarino l'impossibilità di intervento tecnico sulla fornitura anche laddove fattibile.

Aggiornamento della qualità contrattuale

Nel 2019 l'Autorità ha proseguito l'attività di controllo sull'applicazione della regolazione della qualità contrattuale del SII, introdotta con la delibera 23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr e il relativo allegato A, recante la Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono (RQSII)⁴⁷. Con tale provvedimento, nell'ambito del rapporto tra gestore e utente, sono stati disciplinati i principali

45 Nella comunicazione di costituzione in mora dovranno essere indicati, tra l'altro, il termine ultimo per effettuare il pagamento dell'importo rimasto insoluto e le modalità previste per richiedere la rateizzazione degli importi oggetto delle fatture contestate, unitamente all'indicazione dei recapiti del gestore ai quali l'utente finale possa trasmettere l'eventuale autocertificazione del pagamento effettuato, secondo quanto previsto dall'art. 6.

46 Con riferimento all'attività di monitoraggio, ulteriori elementi utili a meglio declinare l'intervento di regolazione saranno acquisiti dall'Autorità anche in base a quanto previsto dalla delibera 2 luglio 2019, 295/2019/E/idr, con la quale è stata avviata un'indagine conoscitiva sullo svolgimento da parte dei gestori del servizio idrico integrato delle attività di lettura e di quelle connesse alla fatturazione relativamente alle singole unità immobiliari presenti nei condomini.

47 La RQSII è stata successivamente integrata con la delibera 5 maggio 2016, 217/2016/R/idr, con la quale l'Autorità, tra l'altro, ha avviato il procedimento per la valutazione delle istanze di deroga agli obblighi di qualità contrattuale avanzate dai gestori e dagli enti di governo dell'ambito, al fine di introdurre, laddove opportuno e in considerazione delle specificità locali segnalate, soluzioni di maggiore flessibilità nell'applicazione in concreto degli obblighi di servizio previsti. Al riguardo, nel corso del 2019 l'Autorità ha provveduto, in particolare, a valutare le ulteriori istanze di deroga pervenute in relazione agli obblighi di diffusione e articolazione dell'orario di apertura degli sportelli fisici, presentate dall'ente di governo dell'ambito, d'intesa con i gestori e le associazioni dei consumatori territorialmente competenti, al fine di consentire ai medesimi gestori di mantenere le regole di apertura degli sportelli fisici già previste sul territorio ovvero di garantire orari di apertura dei punti di contatto al pubblico ridotti rispetto all'obbligo delle 44 ore settimanali.

profili di diretto interesse per l'utenza finale (tra cui le modalità di fatturazione, di rateizzazione dei pagamenti, le tempistiche e le procedure per la gestione dei reclami, i tempi di attesa agli sportelli e quelli per la preventivazione e l'esecuzione degli allacciamenti) in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale, introducendo indennizzi automatici a favore della singola utenza in caso di violazione degli standard specifici stabiliti.

Al fine di migliorare l'efficacia delle misure volte alla diffusione, alla fruibilità e alla qualità del servizio in modo omogeneo nelle diverse aree del Paese, con la delibera 13 novembre 2018, 571/2018/R/idr, l'Autorità ha avviato uno specifico procedimento per il monitoraggio sull'applicazione della regolazione della qualità contrattuale del SII. I dati riferiti alla fase di prima attuazione della disciplina hanno mostrato possibili criticità e incongruenze nella corretta applicazione della normativa da parte dei gestori del SII, inducendo l'Autorità a valutare l'introduzione di correttivi per garantire uniformità di trattamento nei livelli di servizio offerti all'utenza.

Pertanto, nel successivo documento per la consultazione 23 ottobre 2019, 422/2019/R/idr, sono stati prospettati primi aggiornamenti della disciplina della qualità contrattuale, con particolare riferimento:

- all'introduzione di un nuovo meccanismo di premi e penalità, volto a incentivare il progressivo miglioramento delle prestazioni nel rispetto degli standard minimi individuati dalla RQSII;
- agli aspetti che richiedevano un adeguamento al fine di tenere conto, tra l'altro, dei recenti sviluppi della regolazione – relativamente ai nuovi criteri di articolazione tariffaria introdotti dal TICSII – nonché della normativa in materia di misura d'utenza e fatturazione, anche con riguardo alla disciplina in tema di prescrizione per fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni;
- all'introduzione di deroghe al rispetto degli standard fissati dalla RQSII, limitate temporalmente e riferite alle sole gestioni acquisite, in presenza di processi di aggregazione in corso di perfezionamento ovvero a favore di quei gestori la cui sede legale o operativa ricade nel territorio dei Comuni colpiti dagli eccezionali eventi sismici del 24 agosto 2016 e successivi.

Con la delibera 547/2019/R/idr, confermando gli indirizzi generali illustrati in sede di consultazione, l'Autorità ha integrato la disciplina in materia di regolazione della qualità contrattuale, introducendo, in primo luogo, un meccanismo incentivante di premi/penalità, da attribuire in ragione delle *performance* delle singole gestioni, da valutare, a partire dall'anno 2020, con riferimento a due macro-indicatori:

- MC1 "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale", composto dagli indicatori semplici afferenti alle prestazioni relative ai preventivi, all'esecuzione di allacciamenti e lavori, all'attivazione e alla disattivazione della fornitura;
- MC2 "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio", composto dagli indicatori semplici afferenti alle prestazioni relative agli appuntamenti, alla fatturazione, alle verifiche dei misuratori e del livello di pressione, alle risposte a richieste scritte, nonché alla gestione dei punti di contatto con l'utenza.

In particolare, l'Autorità ha previsto che per ogni macro-indicatore, con riferimento a ciascuna gestione, si individuino: i) la classe di partenza in ragione del livello iniziale di *performance*; ii) l'obiettivo di miglioramento/mantenimento che il gestore è tenuto a conseguire (annualmente) sulla base dei target fissati nella citata delibera 547/2019/R/idr. La definizione dei premi e delle penalità (quantificati a partire dal 2022 sulla base delle *performance* realizzate nel biennio precedente) avverrà attraverso stadi successivi, distinti per livello di valutazione (base e di eccellenza) e per livello di partenza (obiettivi di mantenimento o di miglioramento) e, in particolare, adottando il metodo TOPSIS (*Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution*) per l'elaborazione della graduatoria utile all'assegnazione dei premi per il livello di eccellenza.

Nella delibera in parola sono state, poi, previste alcune integrazioni alla RQSII che riguardano, tra l'altro, l'estensione delle misure di tutela (inizialmente riferite ai soli utenti finali) a favore dei soggetti non ancora contrattualizzati che richiedano lo svolgimento di alcune prestazioni propedeutiche alla stipula del contratto di somministrazione, l'introduzione di una periodicità minima di fatturazione su base mensile (al fine di superare le criticità riconducibili a prassi di fatturazione troppo ravvicinata) e l'applicazione degli standard di qualità previsti per la verifica dei misuratori, anche nei casi di verifiche in contraddittorio richieste dagli utenti finali ai sensi dell'art. 5, comma 2, del decreto del Ministero dello sviluppo economico 21 aprile 2017, n. 93 ed effettuate presso la Camera di commercio territorialmente competente. L'Autorità, inoltre:

- ha precisato e dettagliato ulteriormente alcuni obblighi di registrazione e comunicazione dei dati posti in capo ai gestori del SII, allo scopo di uniformare le modalità utilizzate dai gestori per la rendicontazione delle prestazioni e la tenuta del registro;
- al fine di implementare il nuovo meccanismo incentivante di premi e penalità e di acquisire le informazioni circa le prestazioni di qualità contrattuale riferite al complesso delle gestioni operanti sul territorio, ha anticipato la scadenza di cui all'art. 77, comma 1, della RQSII per l'invio dei dati di qualità al 15 marzo di ogni anno (assicurando un congruo intervallo di tempo per gli enti di governo dell'ambito ai fini dell'espletamento delle attività di validazione dei menzionati dati) e ha assoggettato ai citati obblighi di comunicazione anche i gestori che servono fino a 50.000 abitanti⁴⁸ (comunque già chiamati alla tenuta dei registri delle prestazioni).

In considerazione dei processi di aggregazione delle gestioni, che a tutt'oggi interessano il territorio nazionale, di cui all'art. 172 del decreto legislativo n. 152/2006, nonché della prosecuzione dello stato di emergenza – disposta, tra l'altro, più di recente dal cosiddetto "DL *post sisma*"⁴⁹ – nei territori colpiti dagli eccezionali eventi sismici verificatisi nel Centro Italia a partire dal 24 agosto 2016, con la citata delibera 547/2019/R/idr è stata prevista un'applicazione selettiva e graduale della regolazione della qualità contrattuale, basata sulla presentazione di specifiche e motivate istanze da parte dell'ente di governo dell'ambito territorialmente competente.

Con il provvedimento in parola, l'Autorità ha, infine, disciplinato gli obblighi informativi posti in capo ai gestori del SII in presenza di fatture contabilizzanti importi per consumi risalenti a più di 24 mesi e le modalità operative riconosciute agli utenti finali per eccepire la prescrizione del credito del gestore, secondo le novità normative introdotte dalla legge n. 205/2017⁵⁰. Nello specifico, al fine di garantire all'utente finale un'informazione trasparente e completa, il gestore potrà emettere una fattura contenente esclusivamente gli importi per consumi risalenti a più di 24 mesi oppure una fattura unica che contabilizzi, oltre agli importi prescritti (dandone comunque chiara e separata evidenza), anche quelli risalenti a meno di due anni. Alla fattura dovrà essere allegato un avviso testuale⁵¹ mediante il quale il gestore possa adeguatamente informare l'utente finale della presenza degli importi oggetto di prescrizione e della possibilità di eccepirlo. È previsto, inoltre, che gli importi oggetto di prescrizione siano

48 Precedentemente all'entrata in vigore delle nuove disposizioni di qualità contrattuale, ai sensi dell'art. 1, comma 2, della delibera 655/2015/R/idr, i gestori con meno di 50.000 abitanti residenti serviti erano esonerati dall'invio dei dati afferenti alle prestazioni soggette a standard specifici e generali di qualità.

49 Decreto legge 24 ottobre 2019, n. 123, recante "Disposizioni urgenti per l'accelerazione e il completamento delle ricostruzioni in corso nei territori colpiti da eventi sismici", convertito, con modificazioni, dalla legge 12 dicembre 2019, n. 156.

50 Sulla base di quanto stabilito dall'art. 1, comma 4, della legge n. 205/2017, le nuove disposizioni regolatorie in materia si applicano nei rapporti tra i gestori e:

- gli "utenti domestici" di cui all'art. 2 del TICS;
- le "micro-imprese", come definite dalla raccomandazione 2003/361/CE della Commissione del 6 maggio 2003, ricomprendendo in questa categoria le imprese che occupano "meno di 10 persone e realizza[no] un fatturato annuo oppure un totale di bilancio annuo non superiori a 2 milioni di euro";
- i "professionisti", come definiti dall'art. 3, comma 1, lettera c), del decreto legislativo n. 206/2005, ossia le persone fisiche o giuridiche che agiscono "nell'esercizio della propria attività imprenditoriale, commerciale, artigianale o professionale, ovvero un [loro] intermediario".

51 In una sezione dell'avviso deve essere indicato il *format* che l'utente finale può utilizzare al fine di eccepire l'intervenuta prescrizione. Tale *format* sarà disponibile anche sul sito internet del gestore, in modalità stampabile, e presso gli eventuali sportelli fisici presenti sul territorio.

esclusi dall'ambito di applicazione di eventuali clausole contrattuali che prevedano metodi di pagamento quali servizi di incasso pre-autorizzati *SEPA Direct Debit* – SDD (domiciliazione bancaria, postale o su carta di credito), anche nel caso in cui fossero la modalità indicata dall'utente finale relativamente alle fatture di periodo e di chiusura.



CAPITOLO

6

**REGOLAZIONE
NEL SETTORE DEL
TELERISCALDAMENTO
E TELERAFFRESCAMENTO**

SETTORIALE

Nell'ambito delle funzioni di regolazione e controllo assegnate all'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente dal decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento (telecalore), sono proseguite, anche nel corso del 2019, le attività di definizione del relativo quadro regolatorio, che si sono focalizzate sui seguenti temi:

- il completamento della disciplina in materia di modalità di esercizio del diritto di recesso;
- la regolazione degli obblighi di trasparenza dei gestori sulle principali dimensioni del servizio di telecalore, ivi incluso un adeguato monitoraggio dei prezzi nel settore;
- la regolazione della qualità tecnica del servizio di telecalore con riferimento alla sicurezza e alla continuità;
- la regolazione del servizio di misura, con riferimento alle caratteristiche prestazionali dei misuratori, alle modalità di raccolta dei dati di misura e alle procedure per le verifiche di funzionalità dei misuratori.

L'impostazione del quadro regolatorio è stata definita sulla base di un'estensiva raccolta di dati e di informazioni finalizzata alla conoscenza dettagliata dello stato del settore. Le evidenze emerse e l'attività svolta dall'Autorità per la regolazione dei profili sopra richiamati sono illustrate nei paragrafi successivi.

Condizioni di allacciamento e recesso

Completamento della disciplina in materia di recesso

L'art. 10, comma 17, lettera b), del decreto legislativo n. 102/2014, prevede che l'Autorità definisca, tra l'altro, le modalità per l'esercizio, da parte dell'utente, del diritto di recesso.

L'Autorità ha definito la relativa disciplina con la delibera 18 gennaio 2018, 24/2018/R/tlr, con la quale è stato approvato il Testo unico della regolazione dei criteri di determinazione dei corrispettivi di allacciamento e delle modalità di esercizio da parte dell'utente del diritto di recesso per il periodo di regolazione 1° giugno 2018-31 dicembre 2021 (TUAR). Successivamente all'entrata in vigore della delibera, alcuni operatori hanno segnalato che le clausole di recesso introdotte con il TUAR e applicabili a tutti gli utenti, ivi inclusi quelli non domestici e di grandi dimensioni, potevano comportare delle criticità per il settore e in particolare:

- alcuni micro- esercenti hanno evidenziato che l'eliminazione delle clausole di durata minima dei contratti potrebbe mettere a repentaglio la sostenibilità economica del servizio nel caso di reti di ridotte dimensioni;
- altri operatori hanno, invece, chiesto di consentire l'applicazione di clausole di durata minima dei contratti per gli utenti di grandi dimensioni, per la maggior parte non domestici, in grado di valutare la convenienza della sottoscrizione di un contratto pluriennale senza la necessità di una tutela di carattere regolatorio;
- altri operatori ancora hanno chiesto di escludere dal divieto di applicazione di clausole di durata minima dei contratti gli utenti soci di società cooperative, dato che tali utenti possono intervenire sulla *governance* della società (e, conseguentemente, sulle condizioni economiche applicate).

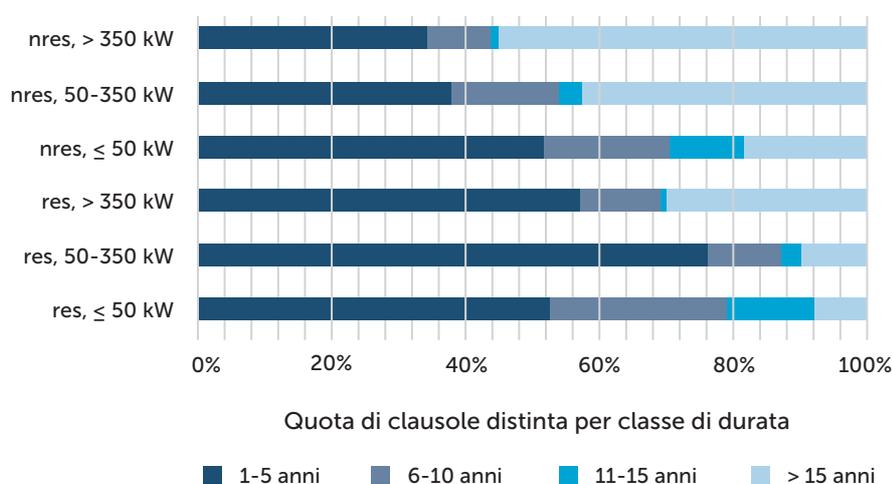
A seguito di queste segnalazioni, l'Autorità, con la delibera 11 dicembre 2018, 661/2018/R/tlr, ha stabilito di avviare un procedimento per rivalutare l'effettivo impatto delle disposizioni di recesso stabilite dal TUAR:

- sugli investimenti del settore del telecalore, con riferimento sia alla salvaguardia di quelli già effettuati sia alla promozione della diffusione del servizio;

- sulla tutela degli utenti e della concorrenza, con riferimento all'efficacia di tali clausole ai fini pro-concorrenziali, tenuto conto della diffusione e della durata dei vincoli temporali previsti dai contratti di fornitura in essere, e sulla corretta e adeguata informazione agli utenti prima della sottoscrizione degli stessi.

Nell'ambito del procedimento in esame, l'Autorità ha richiesto agli operatori dati e informazioni per una corretta conoscenza della diffusione dei contratti pluriennali nel settore. Dall'analisi delle informazioni raccolte risulta che le clausole di durata minima sono molto utilizzate dagli operatori del telecalore nei confronti di utenti di maggiori dimensioni e prevalentemente per utenti non domestici (Fig. 6.1).

FIG. 6.1 Durata delle clausole limitative del recesso in funzione della tipologia di utenti (residenziali – res / non residenziali – nres e taglia)



Le modalità di esercizio del diritto di recesso sono state modificate con la delibera 25 giugno 2019, 278/2019/R/tlr, adottata a valle di un approfondito processo di consultazione che ha visto anche lo svolgimento di appositi incontri con i principali *stakeholder* del settore. L'Autorità, con il completamento della disciplina in materia di recesso, ha previsto una differenziazione del regime di tutela in funzione delle caratteristiche degli utenti del servizio, al fine di tenere conto della differente forza contrattuale e delle competenze degli stessi. L'applicazione delle medesime tutele alla generalità degli utenti avrebbe potuto risultare ridondante e limitare in modo eccessivo la libera contrattazione tra le parti, con una conseguente inefficiente gestione del rischio di mercato da parte degli esercenti. In particolare, la delibera 278/2019/R/tlr prevede:

- l'esclusione dalla disciplina in materia di recesso degli utenti con potenza contrattualizzata superiore a 1.200 kW, in quanto dotati di una forza contrattuale e di competenze tecniche adeguate per relazionarsi in modo paritetico con il fornitore del servizio;
- la possibilità per gli utenti di recedere dal contratto di fornitura del servizio di telecalore in qualunque momento, con un periodo di preavviso di un mese;
- la possibilità, per l'esercente, di applicare un corrispettivo di salvaguardia, finalizzato alla copertura dei costi di investimento sostenuti per la connessione dell'utente, anche in caso di recesso anticipato dal servizio;
- la differenziazione delle modalità di applicazione del corrispettivo di salvaguardia, in funzione delle caratteristiche dell'utente, con riferimento sia alla potenza contrattuale sia alla tipologia di utenza (con un regime maggiormente tutelante per gli utenti residenziali domestici);
- l'introduzione di ulteriori obblighi informativi nei confronti degli utenti, al fine di assicurare la massima trasparenza delle modalità di esercizio del diritto di recesso;

- la possibilità di continuare ad applicare eventuali clausole volte a disciplinare il diritto di recesso presenti nei contratti sottoscritti prima dell'entrata in vigore del TUAR per uno specifico periodo temporale, al fine di assicurare un'adeguata gradualità nell'introduzione della nuova disciplina; il periodo residuo di applicazione delle clausole vigenti è stato differenziato in funzione delle caratteristiche dell'utente.

Le modalità di esercizio del diritto di recesso individuate consentono di contemperare l'obiettivo di promuovere la concorrenza nel mercato dei servizi di climatizzazione, con la garanzia del recupero degli investimenti, con conseguenti benefici per lo sviluppo del settore, come peraltro previsto dal decreto legislativo n. 102/2014.

Qualità e trasparenza

Qualità tecnica del servizio per il periodo regolatorio 1° luglio 2020-31 dicembre 2023

Il decreto legislativo n. 102/2014 ha attribuito all'Autorità specifici poteri di regolazione e controllo della qualità tecnica con riferimento al settore del telecalore, mediante:

- la definizione di standard di continuità, qualità e sicurezza del servizio (art. 10, comma 17, lettera a);
- l'applicazione secondo criteri di gradualità anche alle reti preesistenti, ferma restando la salvaguardia degli investimenti effettuati (art. 10, comma 18).

Il citato decreto legislativo, all'art. 10, comma 17, e la legge 14 novembre 1995, n. 481 (istitutiva dell'Autorità), all'art. 1, prevedono, inoltre, che l'Autorità persegua la promozione della concorrenza e lo sviluppo del telecalore, nella prospettiva di una maggiore efficienza dei servizi e di tutela dell'utente.

L'Autorità, con la delibera 17 dicembre 2019, 548/2019/R/tlr, ha approvato il testo della Regolazione della qualità tecnica del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo di regolazione 1° luglio 2020-31 dicembre 2023 (RQTT). Nel provvedimento sono stati individuati i seguenti ambiti di intervento:

- la sicurezza del servizio, con riferimento in particolare alla cartografia, al servizio di pronto intervento, alla ricerca delle dispersioni idriche e alla qualità del fluido termovettore;
- la continuità del servizio, con una focalizzazione sulle interruzioni di lunga durata, in grado di determinare un peggioramento della qualità del servizio per l'utente.

Considerati lo stato del settore e la novità della regolazione, l'Autorità ha ritenuto opportuno proporre un approccio graduale nell'implementazione della disciplina della qualità tecnica del telecalore, prevedendo due distinte fasi di intervento:

- un primo periodo di regolazione (2020-2023) nel quale introdurre obblighi di registrazione dei principali aspetti di sicurezza e continuità, con obblighi di servizio e standard limitati alle prestazioni di sicurezza e continuità più rilevanti per gli utenti;

- un secondo periodo di regolazione (2024-2026) nel quale, a partire dall'esperienza maturata nel primo periodo regolatorio, completare il set di standard generali e specifici per i principali aspetti di sicurezza e di continuità.

Al fine di assicurare un adeguato riferimento di normativa tecnica di settore alla regolazione della qualità tecnica, l'Autorità ha inoltre approvato, con la delibera 8 febbraio 2018, 78/2018/R/tr, il Protocollo d'intesa tra l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente e il Comitato termotecnico italiano (CTI), poi sottoscritto in data 21 febbraio 2018. L'Autorità, in particolare, ha segnalato al CTI l'esigenza di rendere disponibili per il settore del telecalore norme tecniche o prassi di riferimento per le prestazioni più rilevanti per la qualità tecnica, tra cui il servizio di pronto intervento, la ricerca delle dispersioni idriche, la qualità del fluido termovettore e, più in generale, un corpo di definizioni a cui fare riferimento per la normazione di settore.

Per quanto concerne la sicurezza del servizio, la RQTT prevede, tra l'altro:

- l'obbligo, per gli esercenti, di disporre di adeguate risorse umane, materiali e tecnologiche per fronteggiare con tempestività le richieste di pronto intervento; gli esercenti devono, inoltre, disporre di un numero dedicato al servizio di pronto intervento; per i grandi esercenti è previsto lo standard generale di arrivo sul luogo di chiamata per dispersioni entro 3 ore per almeno il 90% delle chiamate;
- l'obbligo di disporre di un'organizzazione e di attrezzature adeguate per garantire tempestiva ed efficace gestione di emergenze e incidenti, in coordinamento con le autorità locali e le forze di pubblica sicurezza; nel caso in cui si verificano gravi emergenze o incidenti, gli esercenti sono, inoltre, tenuti a predisporre un rapporto in cui siano indicate le cause dell'emergenza o dell'incidente e le misure adottate per garantire sicurezza e continuità del servizio;
- l'obbligo di ispezionare la totalità della rete di distribuzione entro un periodo di 5 anni;
- l'obbligo di messa in sicurezza tempestiva, o comunque entro 24 ore dalla localizzazione, delle dispersioni di massima pericolosità;
- il rispetto di specifici parametri chimico-fisici del fluido termovettore.

Per quanto riguarda la continuità del servizio, la RQTT prevede, tra l'altro:

- l'adozione di ogni misura ragionevole e conforme a legislazione e normativa tecnica per evitare il ripetersi di interruzioni a breve distanza di tempo per gli stessi utenti;
- l'introduzione di un preavviso minimo nel caso di interruzioni programmate (48 ore nel periodo invernale e 24 nel periodo estivo); il preavviso minimo dovrebbe consentire agli utenti di adottare eventuali misure per minimizzare il disagio derivante dall'interruzione della fornitura;
- l'obbligo di registrazione, per gli esercenti di grandi e medie dimensioni, di tutte le interruzioni di lunga durata (superiori alle 4 ore nel periodo invernale e alle 8 ore nel periodo estivo).

La disponibilità di una serie storica sull'incidenza delle interruzioni di lunga durata consentirà di valutare la diffusione del fenomeno e, nel caso in cui siano riscontrate eventuali criticità, di introdurre, a partire dal secondo periodo di regolazione, standard specifici o generali in materia di continuità del servizio.

Trasparenza del servizio per il periodo regolatorio 2020-2023

L'art. 9, comma 7, del decreto legislativo n. 102/2014 prevede che l'Autorità disponga le modalità con le quali il venditore al dettaglio di energia (inclusa quella termica) fornisca:

- su richiesta dell'utente, informazioni sulla fatturazione energetica e sui consumi storici, a un fornitore di servizi energetici (lettera a);
- l'opzione di ricevere informazioni sulla fatturazione e sulle bollette in formato elettronico, oltre alla possibilità di richiedere informazioni sulla compilazione delle fatture (lettera b);
- un elenco di informazioni minime insieme alla fattura (prezzi correnti effettivi, confronto tra il consumo attuale e quello dell'anno precedente, contatti delle associazioni ecc.) (lettera c);
- informazioni aggiuntive per la valutazione globale dei consumi energetici e soluzioni flessibili per i pagamenti (lettera d).

L'art. 9, comma 8, prevede che l'Autorità assicuri che non siano applicati corrispettivi ai clienti finali per la ricezione di fatture e per l'accesso ai dati relativi ai consumi, e l'art. 10, comma 17, stabilisce che l'Autorità definisca le modalità con cui rendere pubblici i prezzi del calore, l'allacciamento, la disconnessione e altre attrezzature accessorie (lettera c).

A fronte di tali compiti assegnati dal decreto legislativo n. 102/2014, l'Autorità, con la delibera 16 luglio 2019, 313/2019/R/tlr, ha approvato il Testo integrato in tema di trasparenza del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo di regolazione 1° gennaio 2020-31 dicembre 2023 (TITT). L'intervento dell'Autorità è stato finalizzato al perseguimento di due distinti obiettivi:

- promuovere la concorrenza nei mercati di climatizzazione; la disponibilità di informazioni chiare e trasparenti in merito al prezzo e alle modalità di aggiornamento rappresenta, infatti, un prerequisito necessario per consentire ai consumatori di effettuare una comparazione tra i diversi sistemi di climatizzazione, con un conseguente rafforzamento della pressione competitiva nella fase di selezione del servizio;
- assicurare un'adeguata tutela del cliente; la disponibilità di informazioni chiare in merito al livello dei prezzi e agli importi fatturati dagli esercenti può consentire all'utente di verificare la corretta applicazione delle condizioni contrattuali, nonché fornire uno stimolo ad adeguare le proprie scelte di consumo (anche in un'ottica di miglioramento dell'efficienza energetica) ai segnali di mercato.

In particolare, in coerenza con gli obiettivi precedentemente delineati, sono stati individuati i seguenti ambiti di intervento:

- contenuti minimi dei contratti di fornitura e modalità di comunicazione di eventuali modifiche;
- modalità di pubblicazione dei prezzi del servizio;
- contenuti minimi dei documenti di fatturazione;
- obblighi di trasparenza in materia di qualità del servizio e diritti degli utenti, con pubblicazione degli standard di qualità previsti per il servizio e le informazioni di carattere generale;
- pubblicazione opzionale di informazioni sulle prestazioni ambientali dell'impianto di telecalore;
- obblighi informativi nei confronti dell'Autorità, al fine di consentire il monitoraggio dei prezzi del servizio.

La presenza di elementi informativi minimi nel contratto di fornitura è particolarmente rilevante in quanto consente all'utente di selezionare in modo consapevole il servizio di climatizzazione, con un impatto positivo sulla concorrenza. Peraltro, va considerato che la presenza di contenuti minimi nel contratto di fornitura ha effetti positivi anche sulla tutela del consumatore, in quanto la definizione contrattuale di tutti gli elementi rilevanti per l'erogazione del servizio costituisce un presupposto necessario per una corretta gestione del rapporto commerciale. Il TITT al riguardo prevede che debbano essere indicati nel contratto, tra l'altro:

- i prezzi praticati per l'erogazione del servizio, con dettaglio delle diverse componenti applicate e delle modalità di aggiornamento;
- i parametri tecnici di fornitura garantiti all'utente, oltre agli altri obblighi di qualità del servizio;
- le modalità di esercizio del diritto di recesso;
- le modalità e le condizioni di pagamento, incluso il tasso di interesse applicato in caso di morosità dell'utente.

Il TITT prevede, inoltre, che l'esercente sia tenuto a comunicare all'utente eventuali modifiche unilaterali del contratto di fornitura con un preavviso minimo di 60 giorni. In caso di mancato rispetto del termine, eventuali modifiche peggiorative delle condizioni contrattuali non sono applicabili.

Per quanto concerne la trasparenza dei prezzi, il TITT prevede l'obbligo per gli esercenti di pubblicare sul proprio sito internet i prezzi aggiornati per ciascuna tipologia di prezzo applicata. È stato, inoltre, previsto l'obbligo di fornire ai potenziali utenti, unitamente al contratto di allacciamento, una scheda informativa che riporti una stima del costo annuale del servizio.

Un ulteriore ambito di intervento è rappresentato dalla trasparenza dei documenti di fatturazione. La disponibilità di informazioni chiare e comprensibili è necessaria non solo per effettuare una verifica degli importi fatturati, ma anche perché può costituire un utile strumento per orientare le scelte di consumo degli utenti, con positive ricadute in termini di efficienza energetica.

Le disposizioni del TITT ricalcano (salvo le dovute semplificazioni per tenere conto delle specificità, anche dimensionali, degli operatori del settore) gli obblighi informativi già introdotti negli altri settori regolati; tra le principali disposizioni si ricordano:

- l'obbligo di indicare separatamente gli importi relativi a ciascun corrispettivo applicato e gli importi relativi a eventuali conguagli;
- l'obbligo di indicare se le letture utilizzate per la fatturazione sono rilevate o stimate, prevedendo che, nel caso di letture stimate, sia chiaramente indicato che gli importi fatturati saranno oggetto di un successivo conguaglio;
- l'obbligo di indicare lo stato dei pagamenti e le procedure previste dal contratto in caso di morosità.

Il TITT ha previsto, infine, ulteriori disposizioni in materia di trasparenza delle *performance* ambientali e dei diritti degli utenti.

Per quanto concerne le *performance* ambientali, è stata prevista l'introduzione, in via facoltativa, di informazioni su emissioni ed efficienza del sistema di telecalore. Le *performance* ambientali saranno valutate sulla base di un'apposita metodologia predisposta da parte dell'Autorità.

Per quanto concerne la trasparenza dei diritti degli utenti, il TITT prevede l'obbligo di pubblicazione, sul sito internet degli esercenti, di informazioni minime, tra cui:

- informazioni sugli obblighi minimi di qualità del servizio;
- recapiti e modulistica per l'invio di richieste di informazioni e reclami.

Si evidenzia, infine, che l'Autorità, allo scopo di assicurare un'adeguata gradualità nell'introduzione della regolazione sulla trasparenza, ha previsto di scaglionare nel tempo l'adempimento ai diversi obblighi, in funzione della classe dimensionale degli esercenti. Per i micro-esercenti, in particolare, sono state previste esenzioni e semplificazioni per alcune delle disposizioni introdotte (specialmente per quanto concerne gli obblighi informativi tramite il sito internet).

Regolazione del servizio di misura

Tra le competenze in materia di regolazione e controllo nel settore del telecalore conferite all'Autorità dal decreto legislativo n. 102/2014 rientra anche quella di regolare la qualità dell'attività di misura.

L'Autorità, al fine di dare attuazione ai compiti previsti dal decreto legislativo n. 102/2014, con la delibera 7 agosto 2014, 411/2014/R/com ha avviato uno specifico procedimento, successivamente integrato con la delibera 29 gennaio 2015, n. 19/2015/R/tlr, che prevede espressamente, al punto 1, lettera d), la "*predisposizione di atti e provvedimenti in materia di sicurezza, continuità, qualità commerciale del servizio, nonché degli impianti e dei sistemi di misurazione*".

Nell'ambito di tale procedimento l'Autorità ha affrontato il tema della regolazione della misura nel settore del telecalore:

- nel documento per la consultazione 19 maggio 2016, 252/2016/R/tlr, nel quale sono stati presentati i primi orientamenti per la regolazione in materia di obblighi di fornitura e installazione di sistemi di misura nel settore del telecalore;
- nel documento per la consultazione 26 luglio 2018, 413/2018/R/tlr, nel quale sono stati presentati gli orientamenti finali per la regolazione della qualità commerciale del servizio del telecalore, ivi inclusa la qualità della misura del calore fornito agli utenti.

L'Autorità, con la delibera 11 dicembre 2018, 661/2018/R/tlr, con la quale ha approvato la Regolazione della qualità commerciale del servizio di teleriscaldamento (RQCT), ha stabilito di rinviarne il completamento con la regolazione dell'attività di misura, stante la complessità del tema e la necessità di approfondimenti di natura tecnica e normativa già avviati.

Le proposte dell'Autorità sono state successivamente affinate e raccolte nel documento per la consultazione 28 gennaio 2020, 22/2020/R/tlr. Nel documento sono individuati i seguenti ambiti di intervento:

- installazione, manutenzione e verifica dei misuratori: una regolazione omogenea delle *operation* più tipiche dell'attività di gestione di una rete di telecalore costituisce una prerogativa imprescindibile nella regolazione della misura e allinea il settore a quanto già implementato negli altri settori regolati;

- raccolta e validazione dei dati di misura: la definizione di un processo certo e scadenziato per la raccolta dei dati di misura e per la loro gestione rappresenta una garanzia di servizio per l'utente e allo stesso tempo una leva di standardizzazione ed efficientamento dei processi interni per gli operatori;
- autolettura: l'introduzione dell'autolettura rappresenta uno strumento tutelante nei confronti degli utenti e un elemento di semplificazione nella gestione delle situazioni di mancata lettura da parte degli operatori;
- ricostruzione dei consumi in caso di malfunzionamento del misuratore: assumere approcci condivisi e uniformi a livello nazionale può favorire la trasparenza del settore e ridurre contenziosi tra operatori e utenti;
- archiviazione e accesso ai dati di misura: la necessità di archiviare i dati di misura per un tempo congruo, per eventuali esigenze di verifiche postume, rappresenta un'area di intervento che allinea il settore del telecalore agli altri settori regolati e contribuisce a tutelare sia gli utenti sia gli operatori, a fronte di controversie;
- caratteristiche prestazionali minime dei misuratori (anche a garanzia della qualità del servizio): la definizione di requisiti tecnologici e prestazionali minimi dei contatori contribuisce a uniformare ulteriormente i processi nell'ambito della misurazione dei consumi e a promuovere efficienza e innovazione tecnologica nel settore.

La *road map* per l'introduzione della disciplina proposta nel succitato documento per la consultazione prevede la pubblicazione di un secondo documento per la consultazione nel mese di maggio 2020 e di un provvedimento finale nel luglio 2020, con previsione di entrata in vigore della nuova disciplina dal 1° gennaio 2021.



CAPITOLO

7

**REGOLAZIONE
NEL CICLO
DEI RIFIUTI URBANI
E ASSIMILATI**

SETTORIALE

La legge 27 dicembre 2017, n. 205, ha attribuito all'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente funzioni di regolazione e controllo del ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati (di seguito: rifiuti urbani e assimilati), da esercitarsi "con i medesimi poteri e nel quadro dei principi, delle finalità e delle attribuzioni, anche di natura sanzionatoria, stabiliti dalla legge 14 novembre 1995, n. 481".

In particolare, è stato attribuito all'Autorità il compito di provvedere:

- all'emanazione di direttive per la separazione contabile e amministrativa della gestione, la valutazione dei costi delle singole prestazioni, anche ai fini della corretta disaggregazione per funzioni, per area geografica e per categorie di utenze, e la definizione di indici di valutazione dell'efficienza e dell'economicità delle gestioni a fronte dei servizi resi;
- alla definizione dei livelli di qualità dei servizi, sentiti le Regioni, i gestori e le associazioni dei consumatori, nonché alla vigilanza sulle modalità di erogazione dei servizi;
- alla diffusione della conoscenza e della trasparenza delle condizioni di svolgimento dei servizi a beneficio dell'utenza;
- alla tutela dei diritti degli utenti, anche tramite la valutazione di reclami, istanze e segnalazioni presentati dagli utenti e dai consumatori, singoli o associati;
- alla definizione di schemi-tipo dei contratti di servizio di cui all'art. 203 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;
- alla predisposizione e all'aggiornamento del metodo tariffario per la determinazione dei corrispettivi del servizio integrato dei rifiuti e dei singoli servizi che costituiscono attività di gestione, a copertura dei costi di esercizio e di investimento, compresa la remunerazione dei capitali, sulla base della valutazione dei costi efficienti e del principio "chi inquina paga";
- alla fissazione dei criteri per la definizione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento;
- all'approvazione delle tariffe definite dall'ente di governo dell'ambito territoriale ottimale o dall'autorità competente a ciò preposta per il servizio integrato e dai gestori degli impianti di trattamento;
- alla verifica della corretta redazione dei piani di ambito, esprimendo osservazioni e rilievi;
- alla predisposizione di una *Relazione Annuale* alle due Camere del Parlamento sull'attività svolta.

Le competenze attribuite all'Autorità sono riferite all'intero ciclo dei rifiuti urbani e assimilati, nel quale è possibile identificare due principali filiere: la filiera del rifiuto urbano residuo (o indifferenziato) e la filiera del rifiuto urbano differenziato. Nell'ambito di tali filiere si possono individuare alcune fasi principali:

- lo spazzamento;
- la raccolta e il trasporto;
- il recupero della frazione organica della raccolta differenziata;
- il riciclaggio/recupero delle frazioni secche della raccolta differenziata e le relative operazioni di trattamento;
- il recupero di energia e le relative operazioni di trattamento;
- lo smaltimento e le relative operazioni di trattamento.

Il ruolo dell'Autorità si inserisce in un quadro di *governance* settoriale multilivello, nel quale operano, con specifiche funzioni e competenze, lo Stato, le Regioni, gli Enti di governo degli ambiti territoriali ottimali, le Province, i Comuni (e, al di sopra di questi, gli organismi della Commissione europea). Ne consegue la necessità di un ampio coordinamento di ogni istituzione con gli altri livelli di governo.

L'Autorità, nel corso del 2019 – a seguito dell'avvio, con le delibere 5 aprile 2018, 225/2018/R/rif e 226/2018/R/rif, di due procedimenti per l'adozione di provvedimenti in materia, rispettivamente, di regolazione tariffaria e di regolazione della qualità del servizio nel ciclo dei rifiuti urbani e assimilati –, ha attuato, per ciascuno dei due procedimenti, processi di consultazione che hanno visto il coinvolgimento di tutti gli attori del settore e che hanno portato all'adozione del Metodo tariffario rifiuti (MTR) e del Testo integrato in tema di trasparenza rifiuti (TITR).

Con i suddetti provvedimenti l'Autorità ha inteso avviare la definizione di un quadro di regole comune, certo e condiviso per lo sviluppo strutturato di un settore caratterizzato da condizioni molto diversificate nel Paese, sia a livello industriale, sia a livello di *governance* territoriale, a partire dalla definizione di un'unica metodologia tariffaria e di regole omogenee per una migliore e più capillare informazione degli utenti del servizio.

Per tenere conto della molteplicità di aspetti che caratterizzano il settore e delle rilevanti disomogeneità territoriali, entrambi i provvedimenti prevedono significativi strumenti di gradualità e asimmetria nell'applicazione dei criteri regolatori individuati.

Peraltro, l'azione regolatoria nel suo complesso, in coerenza con gli obiettivi fissati dalle direttive europee sull'economia circolare e con quelli affidati all'Autorità dalla legge n. 205/2017, è stata improntata al perseguimento della massima trasparenza ed efficienza, ponendo rilevante attenzione alla consapevolezza degli utenti, unitamente alla promozione delle infrastrutture.

Monitoraggio e governance degli assetti locali

L'Autorità, nel corso delle attività procedurali di cui alla delibera 9 luglio 2019, 303/2019/R/rif, ha evidenziato l'opportunità di stabilire un'interlocuzione tecnico-istituzionale di carattere permanente con tutti i livelli territoriali di governo titolari di competenze in materia di gestione integrata dei rifiuti urbani e assimilati, finalizzata a promuovere un'efficace azione regolatoria in materia.

Al riguardo – nell'ambito della finalità di promozione di un quadro di *governance* chiaro e affidabile e del perseguimento dell'obiettivo OS.14 "Riordino degli assetti del settore ambientale" di cui alla delibera 18 giugno 2019, 242/2019/A, "Quadro strategico 2019-2021 dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente" –, è stato istituito, con la delibera 30 luglio 2019, 333/2019/A, un Tavolo tecnico permanente in materia di ciclo dei rifiuti urbani e assimilati con Regioni e Autonomie locali, stabilendo altresì che, in funzione delle tematiche svolte, al Tavolo possano essere invitate a partecipare anche le associazioni maggiormente rappresentative degli enti di governo dell'ambito.

Secondo quanto previsto dalla delibera istitutiva, l'attività del Tavolo è finalizzata, in particolare:

- a individuare e monitorare le specifiche criticità relative ai processi decisionali di programmazione, organizzazione e amministrazione del servizio di gestione integrata dei rifiuti;
- a rafforzare la cooperazione fra i soggetti territorialmente competenti, anche nella direzione di favorire un perfezionamento del processo di costituzione e/o operatività delle strutture organizzative degli enti di governo dell'ambito;

- a individuare forme di confronto con le Regioni e le Autonomie locali, nei casi in cui la richiamata normativa lo preveda espressamente;
- ad accompagnare la definizione delle procedure di validazione dei dati richiesti dall'Autorità, nonché delle modalità per l'elaborazione e l'adozione degli atti di pertinenza da parte dei soggetti competenti, al fine di promuovere una maggiore trasparenza, attraverso profili di terzietà;
- ad accompagnare la transizione, sull'intero territorio nazionale, da tassa a tariffa per lo svolgimento dei servizi di gestione dei rifiuti urbani e assimilati.

Nel corso del 2019, sulla base dell'attività di coordinamento tecnico assicurata dalla Divisione Ambiente, si sono svolte due riunioni del Tavolo tecnico:

- la prima seduta è stata convocata per il giorno 11 settembre 2019 e ha avuto a oggetto il confronto sulla procedura per la definizione delle tariffe del ciclo integrato dei rifiuti urbani e assimilati, secondo gli orientamenti espressi nel documento per la consultazione 30 luglio 2019, 351/2019/R/rif. In un'ottica di promozione di una maggiore trasparenza e partecipazione, infatti, il citato documento 351/2019/R/rif prevedeva espressamente che la definizione delle procedure di validazione dei dati richiesti dall'Autorità, nonché delle modalità per l'elaborazione e l'adozione degli atti di pertinenza, sarebbe avvenuta anche sulla base dei lavori condotti nell'ambito del Tavolo tecnico permanente con Regioni e Autonomie locali in materia di ciclo dei rifiuti urbani e assimilati;
- il 9 dicembre 2019 si è tenuta la seconda seduta del Tavolo che ha avuto a oggetto il monitoraggio dell'applicazione delle disposizioni di cui alla delibera dell'Autorità 31 ottobre 2019, 443/2019/R/rif, recante "Definizione dei criteri di riconoscimento dei costi efficienti di esercizio e di investimento del servizio integrato dei rifiuti, per il periodo 2018-2021" nelle Regioni a statuto speciale e nelle Province autonome di Trento e di Bolzano.

Tariffe

Con la citata delibera 225/2018/R/rif l'Autorità ha disposto l'avvio di un procedimento per l'adozione di uno o più provvedimenti in materia di:

- definizione del metodo tariffario per la determinazione dei corrispettivi del servizio integrato dei rifiuti;
- fissazione dei criteri per la definizione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento;
- definizione delle modalità di approvazione delle tariffe del servizio integrato e delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento.

Nell'ambito di tale procedimento, e sulla base di un'ampia attività di ricognizione, con il documento per la consultazione 27 dicembre 2018, 713/2018/R/rif, l'Autorità ha illustrato ai soggetti interessati i propri orientamenti preliminari per la definizione della regolazione tariffaria del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani e dei singoli servizi che costituiscono attività di gestione.

Con la delibera 27 dicembre 2018, 714/2018/R/rif, l'Autorità ha, inoltre, disposto l'avvio di una raccolta dati rivolta ai gestori di impianti di trattamento meccanico-biologico, di incenerimento e di discariche, volta ad acquisire elementi funzionali alla definizione della regolazione delle condizioni di accesso ai suddetti impianti.

Alla raccolta dati (svolta secondo le indicazioni della determina 28 febbraio 2019, 1/2019 - DRIF) che si è conclusa in data 2 maggio 2019, hanno partecipato 112 gestori che hanno fornito i dati per 191 impianti, corrispondenti al 59% del totale degli impianti presenti sul territorio nazionale (individuato sulla base dell'elenco fornito dall'ISPRA). Relativamente alle tipologie di impianto, sono pervenuti dati relativi a: 79 impianti di trattamento meccanico biologico (su 140, pari al 56%), 39 impianti di inceneritori (su 43, pari al 91%), 73 impianti di discarica (su 138, pari al 53%).

Con la delibera 27 dicembre 2018, 715/2018/R/rif, è stato avviato, infine, un procedimento per il monitoraggio dei costi sostenuti negli anni 2018 e 2019 per l'erogazione del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani e sono stati introdotti obblighi di accreditamento presso l'Anagrafica operatori dell'Autorità per gli esercenti il servizio integrato di gestione rifiuti, gli esercenti i singoli servizi che costituiscono attività di gestione e gli enti di governo degli ambiti territoriali ottimali.

Nel corso del 2019, i due procedimenti avviati rispettivamente con le delibere 225/2018/R/rif e 715/2018/R/rif sono stati oggetto di unificazione, mentre al documento per la consultazione 713/2018/R/rif relativo al metodo tariffario ha fatto seguito un secondo documento per la consultazione, il già citato documento 351/2019/R/rif, nel quale sono stati illustrati gli orientamenti per la copertura dei costi efficienti di esercizio e di investimento del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani per il periodo 2018-2021. In esito alla consultazione, con la sopra richiamata delibera 443/2019/R/rif è stato approvato il Metodo tariffario rifiuti (MTR) per il periodo 2018-2021. Con la definizione del metodo tariffario l'Autorità ha inteso perseguire l'obiettivo del recupero della coerenza fra costi e qualità del servizio, nonché quello della promozione della capacità del sistema locale di gestire integralmente e in modo efficace i propri rifiuti, attraverso un adeguato sviluppo infrastrutturale.

Unificazione dei procedimenti di regolazione e monitoraggio delle tariffe

Attraverso la delibera 9 luglio 2019, 303/2019/R/rif, l'Autorità ha unificato i procedimenti avviati con le delibere 225/2018/R/rif e 715/2018/R/rif volte, rispettivamente, alla regolazione e al monitoraggio delle tariffe in materia di ciclo dei rifiuti urbani, prevedendone la conclusione entro il 31 ottobre 2019.

Il provvedimento di unificazione è stato adottato con finalità sia di semplificazione sia di efficacia dell'azione amministrativa, coordinando le attività dall'Autorità con le tempistiche previste dalla normativa vigente in tema di determinazione delle tariffe rifiuti, a partire da quelle riferite all'anno 2020.

Con la delibera 303/2019/R/rif l'Autorità ha, altresì, evidenziato l'opportunità che l'unico procedimento si ponga come obiettivi:

- la definizione dei criteri di monitoraggio e di riconoscimento dei costi efficienti, da applicarsi alle annualità 2018 e 2019;
- la definizione di una prima metodologia tariffaria per il riconoscimento dei costi efficienti della gestione del ciclo dei rifiuti ammessi a riconoscimento tariffario a partire dal 2020;
- l'avvio di adeguate attività informative e, ove necessario, formative per la corretta adozione dei piani finanziari, al fine di garantire l'efficace e rapida applicazione, ai diversi livelli istituzionali, delle nuove regole;

- l'individuazione di modalità di confronto interistituzionale destinate a favorire la validazione dei dati e l'approvazione dei piani finanziari e dei corrispettivi, al fine di garantire, da un lato, veridicità, chiarezza, completezza e congruità delle informazioni e, dall'altro, coerenza tra corrispettivi e costi efficienti.

Consultazione sui costi efficienti del servizio nel periodo 2018-2021

Con riferimento al monitoraggio e al riconoscimento dei costi efficienti del 2018 e 2019, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 715/2018/R/rif poi unificato con la delibera 303/2019/R/rif, l'Autorità ha individuato un *panel* di gestori rappresentativo di differenti realtà in termini di compagine societaria, attività, collocazione geografica, modello di affidamento e tariffazione. Tali gestori hanno fornito un primo set di dati economici e tecnici relativi agli ambiti di affidamento gestiti, nonché documenti e informazioni utili allo svolgimento del procedimento tariffario, consentendo le prime simulazioni degli effetti dell'applicazione delle regole sui costi efficienti per le annualità 2018 e 2019.

A partire dagli esiti delle simulazioni e degli approfondimenti basati sui dati e sulle informazioni fornite dal *panel* di gestori, l'Autorità ha sottoposto a consultazione, con il documento 30 luglio 2019, 351/2019/R/rif, i propri orientamenti relativi alla determinazione dei corrispettivi del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani e dei singoli servizi che costituiscono attività di gestione e al monitoraggio e riconoscimento dei costi efficienti per le annualità 2018 e 2019.

Nell'illustrare i propri orientamenti in ordine all'impianto della regolazione tariffaria del servizio integrato di gestione dei rifiuti, l'Autorità ha prospettato l'adozione di una disciplina relativa alle entrate tariffarie che incorpori elementi di trasparenza, efficienza e selettività e che introduca al contempo misure tese al rafforzamento della coerenza e della corretta allocazione degli incentivi nelle diverse fasi della filiera.

Con il documento per la consultazione 351/2019/R/rif, l'Autorità ha proposto:

- una puntuale definizione delle attività da includere nel perimetro del servizio integrato di gestione del ciclo dei rifiuti, al fine di caratterizzare e quantificare i costi che devono essere coperti dal gettito tariffario, come regolato dall'Autorità, ed escludere attività e costi non pertinenti al servizio regolato; per tali attività l'Autorità ha proposto che i relativi oneri, se inseriti in tariffa, siano indicati separatamente negli avvisi di pagamento;
- l'identificazione degli oneri (come risultanti da fonti contabili obbligatorie relative a un anno base) afferenti alle attività incluse nel perimetro di regolazione, basata su criteri di uniformità e coerenza, introducendo anche l'obbligo, nelle situazioni più complesse, di esplicitare i criteri di attribuzione di un determinato costo alle diverse fasi del ciclo;
- la riclassificazione delle voci di costo (rettificate sulla base di specifiche poste "rettificative") nelle componenti "costi operativi di gestione", "costi comuni" e "costi d'uso del capitale";
- l'applicazione di un limite alla crescita annuale del totale delle entrate tariffarie, allo scopo di contemperare l'introduzione di un primo segnale di contenimento e di razionalizzazione dei costi, con opportuni incentivi al miglioramento della qualità del servizio offerto e, conseguentemente, con l'esigenza di consentire il finanziamento di iniziative di potenziamento infrastrutturale o di rafforzamento gestionale;

- un'impostazione regolatoria di carattere asimmetrico, in cui le valutazioni e i calcoli sottesi alle singole componenti di costo, in situazioni di equilibrio economico e finanziario, si possano riflettere (nel periodo 2020-2021) in incrementi dei corrispettivi, nella misura in cui gli enti territorialmente competenti ritengano necessario assegnare obiettivi di miglioramento gestionale, nella forma di più elevate prestazioni erogate agli utenti o di modifiche del perimetro gestionale;
- l'introduzione di modalità gradualità per il recupero di eventuali scostamenti, originati dall'applicazione del nuovo metodo tariffario, con riferimento ai costi relativi agli anni 2018 e 2019;
- l'individuazione di incentivi tali da consentire agli operatori di conseguire ricavi sfruttando le potenzialità insite nelle singole fasi della filiera, con benefici da ripartire tra operatori e utenti, introducendo, a partire dall'anno 2020, un fattore di *sharing* dei proventi derivanti dalla vendita di materiali recuperati e/o di energia derivante dal trattamento dei rifiuti urbani;
- la determinazione di un tasso di remunerazione del capitale investito del servizio, tenendo conto del criterio della media ponderata del tasso di rendimento del capitale proprio e del capitale di debito (*Weighted Average Cost of Capital – WACC*) e in considerazione della natura composita del servizio integrato di gestione dei rifiuti e della forte eterogeneità della struttura finanziaria dei soggetti gestori;
- l'individuazione del *framework* delle decisioni di ciascun soggetto nell'ambito della predisposizione e approvazione tariffaria, con particolare riferimento all'approvazione del piano economico-finanziario e della tariffa da applicare agli utenti.

Il processo di consultazione per la definizione del nuovo metodo tariffario per il settore dei rifiuti urbani e assimilati è stato ampio e articolato in tre fasi:

- la pubblicazione dei due documenti per la consultazione 713/2018/R/rif e 351/2019/R/rif, con l'invio di osservazioni scritte da parte di numerosi *stakeholder*;
- un seminario nazionale tenutosi a Roma in data 11 settembre 2019 per la presentazione degli orientamenti finali in materia tariffaria;
- *focus group* con le principali associazioni di gestori e di consorzi per il recupero degli imballaggi e con le principali associazioni di enti locali e di enti di governo dell'ambito.

In risposta al documento per la consultazione 351/2019/R/rif sono pervenuti 81 contributi (da parte di Regioni, Enti di governo d'ambito, Comuni, gestori e loro associazioni, associazioni dei consumatori, altri soggetti istituzionali), mentre il seminario nazionale ha visto la partecipazione di oltre 650 soggetti tra rappresentanti delle aziende di servizi pubblici, delle istituzioni, degli enti locali e dei consorzi nazionali, unitamente a titolari delle imprese e delle associazioni datoriali e sindacali della filiera dei rifiuti.

I *focus group*, organizzati nel mese di ottobre 2019, hanno consentito di raccogliere elementi aggiuntivi riguardanti, tra l'altro, il disegno del meccanismo di gradualità per la determinazione delle componenti di conguaglio relative al 2018 e 2019 e le grandezze utili alla definizione dei criteri per il riconoscimento dei costi di capitale.

La consultazione si è, altresì, avvantaggiata degli elementi scaturiti dal confronto istituzionale avvenuto intorno al Tavolo tecnico permanente con Regioni e Autonomie locali in materia di ciclo dei rifiuti urbani e assimilati, istituito con la delibera 333/2019/A e convocato per la prima volta in data 11 settembre 2019. Il Tavolo tecnico ha permesso di approfondire, in particolare, aspetti utili alla definizione delle procedure di validazione dei dati richiesti dall'Autorità, nonché delle modalità per l'elaborazione e l'adozione degli atti di pertinenza da parte dei soggetti competenti (Enti di governo dell'ambito, ovvero altri soggetti identificabili nella Regione o in altri enti), favorendo una maggiore trasparenza, anche attraverso profili di terzietà.

Il nuovo metodo tariffario

L'Autorità, tenuto conto dei contributi ricevuti all'interno dell'ampio processo di consultazione con gli *stakeholder*, con la delibera 31 ottobre 2019, 443/2019/R/rif ha approvato il Metodo tariffario rifiuti (MTR) per il periodo 2018-2021, in coerenza con l'assetto istituzionale multilivello che caratterizza il settore dei rifiuti e con caratteri di asimmetria, in considerazione degli elementi specifici dei diversi contesti territoriali.

L'intervento regolatorio dell'Autorità è da considerarsi come un primo passo verso la completa definizione di una disciplina sulle entrate tariffarie e sulla conseguente articolazione delle tariffe praticate agli utenti del servizio e incorpora alcuni primi elementi di trasparenza, efficienza e selettività (orientando le risorse strettamente necessarie al conseguimento di uno specifico obiettivo prescelto). In tal senso, l'Autorità ha inteso perseguire il recupero di una stretta coerenza tra il costo e la qualità del servizio, nonché promuovere la capacità del sistema di gestire integralmente i rifiuti. Allo stesso tempo, il nuovo metodo tariffario introduce misure che rafforzano la coerenza e la corretta allocazione degli incentivi nelle diverse fasi della filiera.

In particolare, il metodo tariffario stabilisce che la determinazione delle entrate tariffarie avvenga sulla base di dati certi, verificabili e desumibili da fonti contabili obbligatorie e che la dinamica per la loro definizione sia soggetta a un limite di crescita, determinato in misura preponderante sulla base dei miglioramenti della qualità del servizio e/o dell'ampiezza del perimetro gestionale. Rispetto a tale limite, l'approccio asimmetrico dell'Autorità si è realizzato nell'individuazione di quattro possibili schemi selezionabili dagli enti territorialmente competenti in base agli obiettivi di miglioramento del servizio reso agli utenti.

Accanto a tale importante strumento per il perseguimento dell'efficienza economica, della coerenza tra qualità e costi del servizio e del miglioramento dell'impatto sull'ambiente della gestione dei rifiuti, la realizzazione dei target di economia circolare (e del collegato adeguamento infrastrutturale) è, altresì, perseguita attraverso la ripartizione, tra gestori e utenti, dei benefici economici derivanti dalla valorizzazione dei materiali e dell'energia ottenibili dalle operazioni di recupero, la cui misura è, anche in tal caso, selezionabile dagli enti competenti nell'ambito di un intervallo definito dall'Autorità.

Con l'MTR l'Autorità ha inteso adottare regole di riconoscimento dei costi efficienti volte a:

- esplicitare alcuni elementi relativi agli obiettivi – in termini di miglioramento di qualità delle prestazioni e/o di ampliamento del perimetro gestionale –, in un rinnovato quadro di responsabilizzazione e di coerenza a livello locale;
- promuovere il conseguimento degli obiettivi di carattere ambientale in coerenza con il quadro eurounitario e nazionale, quali, per esempio, l'incremento dei livelli di riutilizzo e di riciclaggio;
- migliorare l'efficienza complessiva delle gestioni, anche attraverso innovazioni tecnologiche e di processo, contenendo la possibile crescita complessiva delle entrate tariffarie attraverso l'introduzione del limite all'incremento dei corrispettivi;
- definire adeguamenti dei corrispettivi ancorati a valutazioni da parte dell'ente territorialmente competente sulle prestazioni di servizio da fornire o sulle più idonee modalità organizzative da realizzare, valorizzando la consapevole determinazione del pertinente livello istituzionale;
- incentivare la possibilità, per gli operatori, di conseguire ricavi sfruttando le potenzialità insite nelle singole fasi della filiera, con benefici che devono essere ripartiti tra i medesimi operatori e gli utenti;

- rafforzare l'attenzione al profilo infrastrutturale del settore, promuovendone, per un verso, una rappresentazione esaustiva e, per un altro, una configurazione maggiormente equilibrata in termini di possibili benefici economici, prefigurando modalità di riconoscimento dei costi che incentivino lo sviluppo impiantistico e la diffusione di nuove tecnologie nell'ambito del ciclo integrato dei rifiuti.

Perimetro

Il nuovo metodo tariffario definisce puntualmente le attività del servizio integrato di gestione dei rifiuti oggetto di regolazione, al fine di caratterizzare e quantificare i costi che devono essere coperti dal gettito tariffario come regolato dall'Autorità.

Al fine di non introdurre discontinuità nel processo di monitoraggio e recupero dei costi, l'Autorità ha ritenuto opportuno escludere dal perimetro della regolazione tariffaria le attività e i costi non pertinenti al servizio regolato (quali per esempio la derattizzazione, lo spazzamento e sgombero della neve ecc.), pur se ricompresi nell'ambito della concessione, prevedendo di rimettere alla valutazione delle amministrazioni territorialmente competenti gli oneri riconducibili alle attività esterne al ciclo di gestione dei rifiuti urbani.

Gli oneri eventualmente inseriti nei corrispettivi tariffari relativi ad attività non attinenti a quelle ricomprese nel perimetro dovranno essere indicati separatamente negli avvisi di pagamento, al fine di assicurare adeguata trasparenza e completezza di informazione all'utente del servizio.

Costi efficienti

Con riferimento ai criteri per la copertura dei costi efficienti di esercizio e di investimento, l'Autorità ha previsto che i costi ammessi al riconoscimento tariffario siano calcolati per ciascun ambito tariffario/Comune, mediante formule che – confermando quanto disposto nel "Regolamento recante norme per la elaborazione del metodo normalizzato per definire la tariffa del servizio di gestione del ciclo dei rifiuti urbani" di cui al decreto del Presidente della Repubblica 27 aprile 1999, n. 158 – ne precisano più in dettaglio le regole di formazione delle singole voci.

L'Autorità ha poi previsto nell'MTR un limite alla crescita annuale del totale delle entrate tariffarie, al fine di contenere l'introduzione di un primo segnale di contenimento e di razionalizzazione dei costi, con opportuni incentivi al miglioramento della qualità del servizio offerto e, di conseguenza, con l'esigenza di consentire il finanziamento di iniziative di rafforzamento gestionale o di crescita infrastrutturale.

In linea con la già illustrata impostazione regolatoria di carattere asimmetrico, l'Autorità ha previsto che le valutazioni e i calcoli sottesi alle singole componenti di costo, in situazioni di equilibrio economico e finanziario, possano riflettersi in incrementi dei corrispettivi nella misura in cui si ritenga necessario assegnare obiettivi di miglioramento gestionali, in termini sia di più elevate prestazioni erogate agli utenti (per esempio, una frequenza maggiore nelle attività di spazzamento e di raccolta), sia di modifiche del perimetro gestionale (per esempio, il passaggio dalla raccolta stradale alla raccolta porta a porta o i processi di aggregazione delle gestioni). Viceversa, qualora l'amministrazione competente accerti eventuali situazioni di squilibrio economico e finanziario, sono previste modalità specifiche di segnalazione delle criticità rilevate all'Autorità e di recupero graduale di condizioni gestionali sostenibili.

Si elencano di seguito i principali criteri per il riconoscimento dei costi efficienti del servizio fissati dall'Autorità:

- i costi efficienti di esercizio e di investimento riconosciuti per il servizio del ciclo integrato sono determinati a partire da quelli effettivi rilevati nell'anno di riferimento (a-2) e facendo riferimento ai costi effettivi come risultanti da fonti contabili obbligatorie;
- ai fini del calcolo dei costi efficienti da ammettere a riconoscimento, i costi considerati nel piano economico-finanziario sono stati riallineati sulla base di quanto previsto negli altri servizi regolati dall'Autorità (ossia rettificando le voci di bilancio in ragione delle "poste rettificative"), tenendo comunque conto delle specificità del servizio; in un'ottica di omogeneità nella rappresentazione e nella trattazione degli oneri ammissibili, si è proceduto a riclassificare le menzionate voci di costo nelle componenti "costi operativi di gestione (CG)", "costi comuni (CC)" e "costi d'uso del capitale (CK)";
- in particolare, con riferimento ai costi operativi, i costi riconosciuti comprendono tutte le voci di natura ricorrente sostenute nell'esercizio (a-2) e attribuite al servizio del ciclo integrato, al netto dei costi attribuibili alle attività capitalizzate e considerando, inoltre, tra le poste rettificative, le seguenti voci di costo operativo:
 - gli accantonamenti, diversi dagli ammortamenti, operati in eccesso rispetto all'applicazione delle norme tributarie;
 - gli oneri finanziari e le rettifiche di valori di attività finanziarie;
 - le svalutazioni delle immobilizzazioni;
 - gli oneri straordinari;
 - gli oneri per assicurazioni, qualora non espressamente previsti da specifici obblighi normativi;
 - gli oneri per sanzioni, penali e risarcimenti, nonché i costi sostenuti per il contenzioso, ove l'impresa sia risultata soccombente;
 - i costi connessi all'erogazione di liberalità;
 - i costi pubblicitari e di marketing, a esclusione di oneri che derivino da obblighi posti in capo ai concessionari;
 - le spese di rappresentanza;
- il riconoscimento dei costi relativi alla quota di crediti inesigibili nel caso di tariffa corrispettiva avviene per i soli crediti per i quali il gestore dimostri di aver esaurito senza successo tutte le azioni giudiziarie per il recupero del credito o, alternativamente, nel caso in cui dimostri che sia stata avviata una procedura concorsuale nei confronti del soggetto debitore per la parte non coperta dal Fondo svalutazione o dal Fondo rischi ovvero da garanzia assicurativa; nel caso di TARI tributo il riconoscimento di detti costi avviene confermando la normativa vigente;
- la valorizzazione della componente a copertura degli accantonamenti relativi ai crediti, nel caso di TARI tributo, non può eccedere il valore massimo pari all'80% di quanto previsto dalle norme sul Fondo crediti di dubbia esigibilità definito dalla normativa vigente e, nel caso di tariffa corrispettiva, non può eccedere il valore massimo previsto dalle norme fiscali;
- con riferimento ai costi di capitale, la valorizzazione delle immobilizzazioni avviene tramite il costo storico rivalutato; la ricostruzione del valore lordo delle immobilizzazioni materiali è effettuata sulla base del costo storico di acquisizione del cespite al momento della sua prima utilizzazione ovvero al costo di realizzazione dello stesso come risulta dalle fonti contabili obbligatorie;
- la determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito del servizio deve riflettere il costo efficiente di finanziamento del settore; a tale fine si è utilizzato il criterio della media ponderata del tasso di rendimento del capitale proprio e del capitale di debito (*Weighted Average Cost of Capital – WACC*), tenendo in opportuna considerazione la natura composita del servizio del ciclo integrato dei rifiuti e la forte eterogeneità della struttura finanziaria dei soggetti gestori; in particolare, l'Autorità ha fissato un valore del tasso di remunerazione pari al 5,8% per l'anno 2018 e al 6,3% per il periodo 2019-2021;

- agli investimenti effettuati successivamente al 31 dicembre 2017 si applica una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito (*time lag*) pari all'1%, a copertura degli oneri derivanti dallo sfasamento temporale tra l'anno di realizzazione degli investimenti e l'anno di riconoscimento tariffario;
- la componente a copertura degli ammortamenti è determinata in relazione alla durata tecnico-economica degli asset, fissata dall'Autorità per ciascuna categoria di cespiti comuni e per le categorie di cespiti specifici per ciascuna attività che costituisce il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani.

Procedura di validazione

L'Autorità ha, infine, confermato la procedura di approvazione del Piano economico-finanziario (PEF), prevedendo che tale piano sia corredato dalle informazioni e dagli atti necessari alla validazione da parte dell'ente territorialmente competente e, in particolare, da una dichiarazione di veridicità delle informazioni trasmesse dal gestore e da una relazione illustrativa dei criteri di corrispondenza tra i valori riportati nel PEF e i valori desumibili dalla documentazione contabile.

Nel caso di inerzia del gestore o dell'ente territorialmente competente, il nuovo metodo tariffario dispone appositi meccanismi di garanzia che prevedono uno specifico intervento dell'Autorità al fine di assicurare la corretta e tempestiva applicazione dell'MTR.

Trasparenza e qualità del servizio

L'art. 1, comma 527, della legge n. 205/2017 attribuisce all'Autorità funzioni di regolazione e controllo in materia di qualità del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani e assimilati, al fine di *"garantire accessibilità, fruibilità e diffusione omogenee sull'intero territorio nazionale nonché adeguati livelli di qualità in condizioni di efficienza ed economicità della gestione, armonizzando gli obiettivi economico-finanziari con quelli generali di carattere sociale, ambientale e di impiego appropriato delle risorse, nonché di garantire l'adeguamento infrastrutturale agli obiettivi imposti dalla normativa europea, superando così le procedure di infrazione già avviate con conseguenti benefici economici a favore degli enti locali interessati da dette procedure"*.

L'Autorità assolve tali funzioni con i medesimi poteri e nel quadro dei principi, delle finalità e delle attribuzioni, anche di natura sanzionatoria, stabiliti dalla legge 14 novembre 1995, n. 481, provvedendo, tra l'altro, alla *"definizione dei livelli di qualità dei servizi, sentiti le Regioni, i gestori e le associazioni dei consumatori"*, nonché alla *"diffusione della conoscenza e della trasparenza delle condizioni di svolgimento dei servizi a beneficio dell'utenza"*.

Alla luce del quadro legislativo di riferimento e in coerenza con il Quadro strategico 2019-2021, approvato con la delibera 18 giugno 2019, 242/2019/A, l'Autorità, nell'ambito del procedimento per la regolazione della qualità del servizio nel ciclo dei rifiuti urbani, avviato con la delibera 226/2018/R/rif, ha ritenuto prioritario, a tutela dell'utenza e contestualmente all'adozione del nuovo metodo tariffario per il settore dei rifiuti urbani e assimilati, definire i contenuti informativi minimi obbligatori relativi al servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani e assimilati e dei singoli servizi che lo compongono: raccolta e trasporto (RT) e spazzamento e lavaggio delle strade (SL).

L'Autorità, in un'ottica di semplificazione amministrativa e di graduale applicazione di quanto statuito, ha rinviato a successivi provvedimenti la regolazione tecnica e contrattuale della qualità del servizio, rafforzando in questa prima fase il grado di informazione e trasparenza attraverso il miglioramento del contenuto informativo delle bollette e degli altri strumenti di comunicazione individuale sulle caratteristiche del servizio, secondo criteri di chiarezza e semplificazione, al fine di favorire la consapevolezza dell'utente e promuoverne i comportamenti virtuosi.

Consultazione in materia di trasparenza

Con la delibera 226/2018/R/rif, l'Autorità ha disposto l'avvio di un procedimento per la regolazione della qualità del servizio nel ciclo dei rifiuti urbani. Gli approfondimenti effettuati nell'ambito di tale procedimento hanno evidenziato una situazione fortemente eterogenea sul territorio nazionale rispetto alla qualità del servizio e, in particolare, una non completa e puntuale informazione agli utenti sui principali aspetti del servizio, derivante anche da un quadro normativo alquanto frammentato, risultato di una consistente stratificazione di norme e dell'applicazione disomogenea della normativa a livello nazionale.

Alla luce di tali evidenze, con il documento per la consultazione 31 luglio 2019, 352/2019/R/rif, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti, per il periodo 1° aprile-31 dicembre 2020, in tema di contenuti informativi minimi obbligatori e omogenei su tutto il territorio nazionale, indipendentemente dalla scelta organizzativa per la gestione del servizio o dalla tipologia di tariffa applicata, rinviando a successive consultazioni la formulazione di proposte relative all'introduzione di standard qualitativi omogenei sul territorio nazionale e alla definizione dei meccanismi di ristoro a beneficio degli utenti nel caso di disservizi.

Con il documento per la consultazione 352/2019/R/rif l'Autorità ha proposto che:

- la nuova disciplina individui come soggetti obbligati il gestore affidatario del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani assimilati, ovvero i gestori dei singoli servizi di RT e SL, nonché il soggetto che effettua l'attività di gestione tariffe e rapporti con gli utenti;
- i destinatari finali dell'intervento siano tutti gli utenti, indipendentemente dal fatto di essere domestici o non domestici;
- gli strumenti attraverso i quali garantire l'informazione agli utenti e favorire la trasparenza nelle condizioni di erogazione dei servizi siano i siti internet dei gestori, i documenti di riscossione (bollette o avvisi di pagamento) e le comunicazioni individuali agli utenti.

Siti internet

Per quanto attiene ai contenuti informativi minimi obbligatori da riportare sui siti internet, l'Autorità ha proposto che i gestori predispongano e mantengano aggiornata un'apposita sezione del proprio sito web, facilmente accessibile dalla *home page*, che dovrà contenere un set minimo di informazioni relative a:

- aspetti generali del servizio di RT (quali la ragione sociale del gestore, i contatti telefonici e di posta elettronica per l'invio di richieste di informazioni, segnalazioni, reclami, il calendario e gli orari di raccolta, la Carta dei servizi, il livello di raccolta differenziata);

- aspetti generali del servizio di SL (quali la ragione sociale del gestore, il calendario e gli orari di effettuazione del servizio, con particolare riferimento a eventuali divieti in termini di viabilità e/o soste);
- informazioni sul pagamento del servizio (quali le regole di calcolo della tariffa, le modalità e le scadenze per il pagamento, le procedure in caso di ritardo nel pagamento, indicazioni per la ricezione dei documenti di riscossione in formato elettronico).

Documenti di riscossione

Il documento per la consultazione 352/2019/R/rif ha, altresì, previsto che i gestori debbano garantire una base di informazioni uniforme a livello nazionale che assicuri l'eguale trattamento degli utenti con riferimento alla trasparenza dei documenti di riscossione. In particolare, i soggetti responsabili dell'attività di gestione delle tariffe e dei rapporti con gli utenti sono tenuti a emettere documenti di riscossione sui quali siano riportati almeno:

- le informazioni generali sul documento di riscossione (quali i dati identificativi dell'utenza o delle utenze, i dati sulle caratteristiche degli immobili o delle aree e altri dati rilevanti ai fini della commisurazione della tariffa, la procedura per comunicare variazioni o errori, l'intervallo di tempo rispetto a cui è commisurato l'importo addebitato);
- i dati di sintesi sugli importi addebitati e sul calcolo della tariffa (quali l'importo complessivo addebitato, i termini di scadenza per effettuare il pagamento, l'indicazione distinta degli importi relativi alla parte fissa e alla parte variabile della tariffa, degli importi di eventuali conguagli, di imposte o tributi o addizionali e degli importi per attività al di fuori del perimetro di regolazione);
- le informazioni in merito alle modalità di pagamento (quali l'elenco delle modalità di pagamento ammesse, la situazione dei pagamenti precedenti, le procedure in caso di ritardo nel pagamento, con informazioni sui tassi di interesse di mora e sulle eventuali sanzioni);
- i recapiti per la richiesta di informazioni o per l'invio di segnalazioni o reclami, informazioni sulle modalità di erogazione del servizio e sul raggiungimento degli obiettivi ambientali.

L'Autorità ha ritenuto di non intervenire sulle modalità di esposizione di tale base informativa minima (per esempio prevedendo disposizioni specifiche sul *layout* dei documenti di riscossione o sull'ordine di presentazione delle differenti voci), ma ha previsto che le informazioni obbligatorie, da rendere disponibili all'utente in forma chiara e facilmente comprensibile, possano alternativamente trovare spazio nei documenti di riscossione oppure in uno o più prospetti informativi separati da inviare contestualmente e congiuntamente a tali documenti.

In analogia a quanto previsto per gli altri settori regolati, il documento per la consultazione 352/2019/R/rif ha previsto che i gestori rendano disponibile nel documento di riscossione uno spazio riservato a eventuali comunicazioni dell'Autorità destinate agli utenti del servizio, da utilizzare per segnalare rilevanti interventi di modifica del quadro regolatorio o per altre comunicazioni di carattere generale destinate agli utenti.

Comunicazioni individuali agli utenti

Infine, per quanto riguarda le comunicazioni individuali agli utenti, l'Autorità ha proposto che gli stessi debbano ricevere con un preavviso di almeno tre mesi le comunicazioni relative a variazioni di rilievo nelle condizioni di erogazione del servizio rispetto:

- alle modalità di raccolta dei rifiuti urbani (per esempio nel caso di passaggio da raccolta stradale a raccolta porta a porta);
- al calendario e agli orari di effettuazione del servizio di spazzamento e lavaggio;
- alla tariffa (per esempio nel caso di passaggio da TARI a tariffa corrispettiva);
- al regolamento comunale sul servizio;
- al soggetto che effettua l'attività di gestione delle tariffe e in particolare al soggetto che eroga il servizio di riscossione.

Il documento per la consultazione 352/2019/R/rif ha prospettato, da ultimo, anche la possibilità di introdurre eventuali obblighi di comunicazione in capo agli utenti, nei casi, per esempio, di variazione nella numerosità del nucleo familiare, qualora rilevante per il calcolo della tariffa, o nel cambio di titolarità del rapporto o ancora di variazione relativa all'utenza.

Al fine di assicurare l'efficacia e l'efficienza delle misure di trasparenza da adottare, l'Autorità, con il documento per la consultazione 352/2019/R/rif, ha altresì previsto strumenti di flessibilità e gradualità volti a intercettare l'eterogeneità delle soluzioni gestionali, le diverse dimensioni degli operatori, nonché le specificità dei territori, in modo da assicurare ai soggetti interessati un periodo di tempo adeguato per l'implementazione degli interventi necessari per la loro effettiva applicazione. In particolare, come indicato nel documento, l'Autorità ha proposto che la nuova disciplina entri in vigore a partire dal 1° aprile 2020, prevedendo il differimento al 1° gennaio 2021 per i soli gestori e i Comuni che servono territori con una popolazione residente fino a 5.000 abitanti.

Il processo di consultazione per la definizione delle misure di trasparenza per il settore dei rifiuti urbani e assimilati è stato ampio e articolato in due fasi:

- la pubblicazione del documento per la consultazione 352/2019/R/rif, con l'invio di osservazioni scritte da parte di numerosi *stakeholder*;
- il seminario nazionale tenutosi a Roma in data 11 settembre 2019 per la presentazione degli orientamenti in materia di trasparenza.

In risposta al documento per la consultazione 352/2019/R/rif sono pervenuti 35 contributi (da parte di gestori del servizio, associazioni di utenti, Enti di governo dell'ambito, Comuni, nonché le rispettive associazioni, Regioni e Province autonome), mentre il seminario nazionale, come già indicato con riferimento alla consultazione sul nuovo metodo tariffario, ha visto la presenza di oltre 650 soggetti. I partecipanti alla consultazione hanno espresso un generale apprezzamento in merito alle proposte dell'Autorità, evidenziando, tuttavia, possibili difficoltà operative in relazione al rispetto della tempistica prospettata e manifestando il timore di un appesantimento del contenuto dei documenti di riscossione, a discapito della chiarezza delle informazioni e dell'economicità del servizio.

Testo integrato in tema di trasparenza nel servizio di gestione dei rifiuti

In esito al documento per la consultazione 352/2019/R/rif, con la delibera 31 ottobre 2019, 444/2019/R/rif, l'Autorità ha approvato il Testo integrato in tema di trasparenza nel servizio di gestione dei rifiuti (TITR), contenente le disposizioni in materia di trasparenza del servizio di gestione dei rifiuti urbani e assimilati per il periodo di regolazione 1° aprile 2020-31 dicembre 2023.

In linea con quanto proposto nel documento per la consultazione, nel TITR viene confermato il differimento al 1° gennaio 2021 dell'entrata in vigore della disciplina per i gestori, inclusi i Comuni che gestiscono il servizio integrato in economia, che servono territori con una popolazione residente fino a 5.000 abitanti. Tuttavia, al fine di tenere conto delle preoccupazioni espresse in consultazione in ordine al rispetto della tempistica di entrata in vigore della nuova disciplina, il TITR prevede che, in sede di prima attuazione della regolazione, l'applicazione della nuova disciplina si consideri sperimentale per il periodo dal 1° aprile al 31 dicembre 2020.

Con il TITR l'Autorità ha confermato la maggioranza degli orientamenti espressi nel documento per la consultazione 352/2019/R/rif in relazione agli elementi informativi minimi da rendere disponibili attraverso i siti internet dei gestori, ai documenti di riscossione e alle comunicazioni individuali agli utenti.

Rispetto a quanto prospettato nel menzionato documento, al fine di favorire un adempimento ragionevolmente tempestivo e l'esigenza di contenere i costi dei gestori, il TITR dispone, inoltre:

- l'obbligo di pubblicare le fonti normative rilevanti per la determinazione della tariffa del servizio e le informazioni relative a eventuali agevolazioni per gli utenti in condizione di disagio economico e sociale solo sui siti internet, e non anche nei documenti di riscossione;
- la riduzione da 3 mesi a 30 giorni solari del termine di preavviso minimo relativo a variazioni di rilievo nelle condizioni di erogazione dei servizi, con riferimento sia all'obbligo di pubblicazione delle informazioni sui siti internet, sia agli obblighi di comunicazione individuale agli utenti, prevedendo, al contempo, la non tassatività del sopra citato termine di preavviso per le variazioni di natura urgente e/o emergenziale (tenuto conto del fatto che l'imprevedibilità degli eventi straordinari non consente ai gestori del servizio di garantire un adeguato preavviso agli utenti come richiesto dall'Autorità in condizioni normali del servizio), fermo restando l'obbligo, per il gestore, di inviare le comunicazioni con il massimo preavviso possibile;
- l'introduzione della possibilità di esporre alcuni elementi informativi inerenti all'organizzazione dei servizi (quali il calendario e gli orari della raccolta, il calendario e gli orari dello spazzamento e del lavaggio, le istruzioni per il corretto conferimento dei rifiuti urbani) nei documenti di riscossione a cadenza annuale o alternativamente di indicare il link al relativo sito internet, indipendentemente dalla frequenza di trasmissione del documento di riscossione.

Con specifico riferimento all'indicazione, nei documenti di riscossione, dei risultati della gestione sul miglioramento dell'impatto ambientale, in considerazione delle difficoltà implementative evidenziate nell'ambito della consultazione, il TITR, pur confermando la previsione di un obbligo di pubblicazione della percentuale di raccolta differenziata conseguita nell'ultimo triennio, nelle more della definizione dei provvedimenti relativi alla regolazione della qualità contrattuale e della qualità tecnica del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, rinvia a successivi approfondimenti la definizione di indicatori di produzione *pro capite* di rifiuti urbani.

Al fine di incentivare la comunicazione fra i diversi soggetti interessati dagli obblighi di trasparenza, ove il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani sia erogato da soggetti distinti, viene, infine, confermato l'obbligo, in capo al gestore del servizio di raccolta e trasporto e al gestore del servizio di spazzamento e lavaggio, di trasmettere al gestore dell'attività di gestione delle tariffe e dei rapporti con gli utenti le informazioni necessarie all'adempimento delle misure di trasparenza, specificando i termini entro cui tali informazioni devono essere trasmesse; il TITR rinvia, invece, a successivi provvedimenti la previsione di eventuali obblighi di comunicazione in capo agli utenti, stante la necessità di ulteriori approfondimenti evidenziata dalla consultazione.

Raccolte dati in materia di qualità del servizio

Nell'ambito del procedimento di cui alla delibera 226/2018/R/rif, al fine di acquisire un quadro approfondito e organico di informazioni sul settore, l'Autorità nel 2019 ha avviato una raccolta di dati relativi alla qualità del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani e assimilati o dei singoli servizi che la compongono; i dati sono stati richiesti ai gestori dei servizi, ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera a), della legge n. 481/1995, al fine di avere un'adeguata conoscenza del settore prima dell'adozione di ulteriori provvedimenti in materia di qualità del servizio, sia contrattuale che tecnica.

Con la determina 10 ottobre 2019, 3/DRIF/2019, la Direzione Ciclo dei Rifiuti Urbani e Assimilati dell'Autorità ha, dunque, avviato una prima raccolta dati finalizzata all'acquisizione di dati e informazioni in materia di qualità del servizio rivolta ai soggetti che al 31 dicembre 2018 svolgevano l'attività di raccolta e trasporto e/o spazzamento e lavaggio delle strade.

Con la successiva determina 18 dicembre 2019, 4/DRIF/2019, la raccolta dati di qualità è stata estesa ai soggetti, in prevalenza Comuni, che alla data del 31 dicembre 2018 effettuavano come attività principale la gestione tariffe e rapporti con gli utenti.

Le raccolte dati di qualità sono state strutturate in modo da:

- individuare gli indicatori e gli standard di qualità previsti dai gestori e verificarne le relative modalità di applicazione, inclusa la gestione dei casi di mancato rispetto degli stessi per cause imputabili al gestore;
- verificare la diffusione delle Carte della qualità del servizio;
- identificare possibili aree di omogeneizzazione, efficientamento e completamento degli standard attualmente vigenti, al fine di facilitare l'introduzione, da parte dell'Autorità, di standard qualitativi obbligatori e omogenei sull'intero territorio nazionale.

Le raccolte hanno registrato una significativa partecipazione da parte dei soggetti interessati. Più nel dettaglio, a inizio marzo 2020, risultava che oltre 3.600 operatori avevano trasmesso i propri dati e informazioni nell'ambito della raccolta sulla qualità del servizio di gestione tariffe e rapporti con gli utenti (determina 4/DRIF/2019). Alla stessa data, circa 500 operatori avevano partecipato alla raccolta inerente alla qualità del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani (determina 3/DRIF/2019).



CAPITOLO

8

MERCATI *RETAIL*

INTERSETTORIALE

Servizi di tutela e di ultima istanza

Mercato elettrico

Nel settore dell'energia elettrica, la legge 3 agosto 2007, n. 125, di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, ha istituito il servizio di maggior tutela, disciplinato dall'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente e destinato ai clienti domestici e alle piccole imprese che non scelgono un venditore nel mercato libero. A tali clienti, il servizio di maggior tutela assicura, da un lato, la continuità della fornitura (funzione di servizio universale) e, dall'altro, una qualità (contrattuale) specifica a prezzi ragionevoli; detta disciplina di prezzo ha carattere transitorio e sarà superata, in forza della legge 4 agosto 2017, n. 124 (c.d. legge concorrenza), a partire, rispettivamente, dal 1° gennaio 2021 per le piccole imprese e dal 1° gennaio 2022 per le micro-imprese¹ e per i clienti domestici.

I clienti che si trovano senza un fornitore nel mercato libero e che non hanno diritto ad accedere alla maggior tutela, in quanto diversi dai domestici e dalle piccole imprese, sono riforniti, sempre ai sensi della richiamata legge n. 125/2007, grazie al servizio di salvaguardia, finalizzato a garantire la sola continuità della fornitura. Tale servizio è erogato da società di vendita selezionate attraverso procedure concorsuali per aree territoriali a condizioni economiche determinate in esito alle medesime procedure.

Servizio di maggior tutela

Fino alla data di cessazione della disciplina transitoria dei prezzi, la regolazione del servizio di maggior tutela da parte dell'Autorità avviene in ossequio ai principi, individuati dalla Corte di giustizia europea², di proporzionalità e di temporaneità rispetto al processo di apertura del mercato.

Nell'ambito dei consueti aggiornamenti trimestrali, a partire dal 1° gennaio 2017³ le condizioni economiche del servizio sono definite secondo una logica che mira a rendere le caratteristiche del servizio di maggior tutela sempre più coerenti con quelle di servizio universale. Nello specifico:

- il costo di acquisto dell'energia elettrica (elemento PE del corrispettivo PED) è determinato con esclusivo riferimento al prezzo nei mercati a pronti all'ingrosso dell'energia elettrica;
- per quanto riguarda il costo complessivo di approvvigionamento dell'energia elettrica (elementi PE e PD del corrispettivo PED), è applicata a tutti i clienti finali una logica di determinazione di tipo trimestrale. Pertanto, a partire dal 1° gennaio 2017, il corrispettivo PED è determinato con riferimento alla stima dei costi per l'approvvigionamento dell'energia elettrica nel trimestre oggetto di aggiornamento, ponderata con il profilo di prelievo dei clienti appartenenti alle diverse tipologie contrattuali.

1 Ai sensi dell'art. 2 della direttiva 2019/944/UE rientrano in questa categoria le imprese aventi al massimo 10 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 2 milioni di euro.

2 Sentenza della Corte di giustizia europea, Grande Sezione, 20 aprile 2010, procedimento C-265/08.

3 In applicazione della delibera 4 novembre 2016, 633/2016/R/eel.

La quantificazione è poi effettuata, come in passato, tenendo conto del recupero relativo alla differenza tra la stima dei costi e la stima dei ricavi conseguiti dagli esercenti la maggior tutela nell'anno solare in cui gli aggiornamenti hanno luogo. La quantificazione del recupero prevede che la stima degli importi sia recuperata nei successivi sei mesi, mediante un'aliquota unitaria il cui valore viene sommato all'importo derivante dalla stima dei costi di acquisto e dispacciamento relativa alla quantificazione degli elementi PE e PD.

In base a quanto previsto dal Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali (TIV), l'Autorità ha quindi provveduto, come di consueto, ad aggiornare trimestralmente i corrispettivi per la maggior tutela secondo la metodologia sopra richiamata:

- per il trimestre aprile-giugno 2019, con la delibera 26 marzo 2019, 109/2019/R/eel;
- per il trimestre luglio-settembre 2019, con la delibera 25 giugno 2019, 263/2019/R/eel;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2019, con la delibera 24 settembre 2019, 383/2019/R/eel;
- per il trimestre gennaio-marzo 2020, con la delibera 27 dicembre 2019, 579/2019/R/eel.

Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, si rimanda al Volume 1.

Per quanto riguarda i costi di commercializzazione al dettaglio, con la delibera 27 dicembre 2019, 576/2019/R/eel, sono stati aggiornati, con decorrenza dal 1° gennaio 2020, i valori:

- della componente RCV per la remunerazione dei costi di commercializzazione sostenuti dall'esercente la maggior tutela;
- del corrispettivo PCV pagato dai clienti finali in maggior tutela e commisurato ai costi di commercializzazione sostenuti da un operatore efficiente del mercato libero;
- della componente $DISP_{BT}$, a restituzione del differenziale tra quanto complessivamente pagato a titolo di corrispettivo PCV e quanto riconosciuto agli esercenti mediante le componenti RCV. Tale componente è di norma soggetta ad aggiornamento all'inizio dell'anno, ma può subire successive modifiche, in occasione degli aggiornamenti trimestrali delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela.

Nell'ambito del suddetto aggiornamento l'Autorità ha sostanzialmente confermato le modalità di definizione della componente RCV già previste, per l'anno 2019, dalla delibera 27 dicembre 2018, 706/2018/R/eel, provvedendo alla quantificazione di tale componente sulla base di analisi effettuate a partire dalle informazioni messe a disposizione da un campione rappresentativo di esercenti la maggior tutela che operano in regime di separazione societaria.

Nel dettaglio, è stata confermata la differenziazione delle componenti di remunerazione degli esercenti la maggior tutela, al fine di rispecchiare le differenziazioni di costo unitario dei diversi esercenti, ascrivibili alla potenziale presenza di economie di scala presumibilmente connesse con l'ottimizzazione sia dei costi fissi, sia della gestione dei processi (tale fenomeno è indicato come "effetto dimensione"). In particolare, è stata confermata l'applicazione di tre distinte componenti: la componente RCV da riconoscere agli esercenti societariamente separati che servono un numero rilevante di clienti finali (superiore a 10 milioni), la componente RCV_{sm} per gli altri esercenti societariamente separati e la componente RCV_i per gli esercenti non societariamente separati. Trova, altresì, conferma la differenziazione di ciascuna di queste componenti per tipologia di clienti finali e per zone territoriali (Centro-Nord e Centro-Sud del Paese); tale distinzione è necessaria poiché l'ultima componente menzionata dipende dal riconoscimento differenziato degli oneri della morosità, fenomeno che mostra anda-

menti diversificati sul territorio nazionale. In relazione alla quantificazione dei livelli delle singole componenti:

- per gli oneri relativi alla morosità, si è riconosciuto il livello di *unpaid ratio* a 24 mesi, differenziato per zona geografica e tipologia di clienti; tale livello è stato determinato a partire dalle informazioni trasmesse dagli esercenti la maggior tutela e tenendo conto di una gestione efficiente del credito da parte dei singoli esercenti. Nello specifico, il livello del tasso è risultato pari a:
 - 0,28% per i clienti domestici, zona Centro-Nord;
 - 0,94% per i clienti domestici, zona Centro-Sud;
 - 1,06% per i clienti allacciati alla rete in bassa tensione – altri usi, zona Centro-Nord;
 - 2,65% per i clienti allacciati alla rete in bassa tensione – altri usi, zona Centro-Sud;
- per gli altri costi operativi, sono stati presi a riferimento i valori di costo del 2018, opportunamente rettificati al fine di tenere conto unicamente delle partite ordinarie relative all'attività di commercializzazione dell'energia elettrica e delle voci di costo che non trovano già copertura mediante altre componenti delle condizioni economiche ed escludendo i costi relativi al marketing e all'acquisizione dei clienti, in quanto funzioni non inerenti all'attività di commercializzazione al dettaglio del servizio di maggior tutela;
- per la remunerazione del capitale investito netto, si è effettuata la quantificazione parametrica del capitale circolante netto, definito in base alla stima dell'esigenza di cassa cui un esercente deve far fronte nell'ambito dell'erogazione del servizio, ed è stata utilizzata la metodologia *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), confermando il livello del tasso di interesse nominale pari al 6,5% utilizzato per l'anno 2019 e non considerando, ai fini della remunerazione, gli oneri connessi con l'IRAP, per la copertura dei quali è previsto un riconoscimento separato.

In merito alla remunerazione degli esercenti la maggior tutela, anche per l'anno 2020 operano meccanismi di riconoscimento ulteriori rispetto all'applicazione della componente RCV, atti alla copertura di costi non inclusi nella definizione della componente stessa. Tali meccanismi sono applicabili ai soli esercenti che presentino i costi ricordati e sono finalizzati, rispettivamente, al riconoscimento dei costi sostenuti da alcuni esercenti la maggior tutela in ragione dell'effetto dimensione e alla compensazione della mancata copertura di eventuali costi fissi, eventualità che potrebbero manifestarsi nell'ipotesi di un'uscita dei clienti dal servizio di maggior tutela superiore ai livelli fisiologici, già considerata dall'Autorità nell'ambito dell'aggiornamento annuale delle componenti RCV. Questo secondo meccanismo trova applicazione, pertanto, nei soli casi in cui il tasso di uscita dei clienti dal servizio di maggior tutela registrato dal singolo esercente sia superiore al valore soglia definito dall'Autorità, in base a quanto assunto al momento dell'aggiornamento annuale delle componenti RCV.

È, altresì, operante il meccanismo di riconoscimento previsto dall'art. 16-*bis* del TIV con riferimento alla compensazione della morosità legata a prelievi fraudolenti dei clienti finali; tale articolo è stato modificato dalla delibera 2 aprile 2019, 119/2019/R/eel, con la quale sono state introdotte misure per l'efficientamento della gestione dei prelievi fraudolenti dei clienti finali in maggior tutela.

La citata delibera 576/2019/R/eel ha, inoltre, aggiornato il corrispettivo PCV, mantenendo la differenziazione tra le diverse tipologie di clientela già prevista in precedenza. I livelli fissati a decorrere dal 1° gennaio 2020 sono stati definiti considerando:

- per gli oneri relativi alla morosità, un livello di *unpaid ratio* riconosciuto definito a partire dal tasso di mancato incasso delle fatture trascorsi 24 mesi dalla loro emissione rilevato dai venditori sul mercato libero e considerando il comportamento efficiente degli operatori in termini di gestione della clientela e del credito;

nello specifico, tale tasso è risultato complessivamente pari all'1,61%, ma con differenze a seconda delle tipologie di clienti (1,22% per i clienti domestici e 1,89% per i clienti della rete bassa tensione – altri usi);

- per gli altri costi operativi, i valori di costo dell'anno 2018, desumibili dai conti annuali separati inviati dagli operatori ai sensi della normativa sull'*unbundling*, comprensivi dei costi connessi con le politiche di marketing e acquisizione della clientela, opportunamente rettificati al fine di tenere conto unicamente delle partite ordinarie relative all'attività di commercializzazione dell'energia elettrica e delle voci di costo che non trovano già copertura mediante altre componenti delle condizioni economiche;
- per la remunerazione del capitale investito netto, l'adozione di una metodologia di quantificazione parametrica del capitale circolante netto, definito in base alla stima dell'esigenza di cassa cui un venditore deve far fronte nell'ambito della propria attività di vendita, e fissando l'esposizione media in 54 giorni; in tale ambito è stato, altresì, previsto che la remunerazione sia definita, in continuità con le precedenti determinazioni, mediante la metodologia WACC, confermando il tasso di interesse nominale di livello del 6,7% utilizzato per l'anno 2019, e non considerando, ai fini della remunerazione, gli oneri connessi con l'IRAP, per la copertura dei quali è previsto un riconoscimento separato.

Infine, con riferimento alla componente $DISP_{BT}$, la delibera 576/2019/R/eel ha fissato i nuovi valori in vigore a decorrere dal 1° gennaio 2020, mantenendo la struttura prevista già per il 2019, costituita unicamente da una quota fissa (€/POD/anno), e la distinzione dell'aliquota applicata ai clienti domestici e ai clienti della rete bassa tensione – altri usi.

Servizio di salvaguardia

Con il decreto 21 ottobre 2010, il Ministro dello sviluppo economico ha previsto l'adozione di uno specifico meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili sostenuti dagli esercenti il servizio di salvaguardia, relativi al mancato pagamento delle fatture da parte di clienti finali non disalimentabili (c.d. meccanismo di reintegrazione degli oneri). In particolare, il provvedimento ha stabilito che l'Autorità deve definire le modalità di attuazione delle procedure di recupero e di gestione del credito, che gli esercenti la salvaguardia sono tenuti a implementare per accedere al meccanismo. Il suddetto meccanismo di reintegrazione prevede il riconoscimento degli oneri sostenuti sulla base di criteri incentivanti, attraverso la previsione di premi e penalità a seconda del livello dei crediti non riscossi rispetto al fatturato e decorso un determinato periodo di tempo dall'emissione della fattura non pagata, al fine di mantenere, sul soggetto che eroga il servizio, l'incentivo a una gestione efficiente del credito. In merito alle modalità di copertura degli oneri relativi al meccanismo di reintegrazione, il decreto ha stabilito che essi siano posti a carico di uno specifico corrispettivo di dispacciamento, il cosiddetto corrispettivo di reintegrazione oneri salvaguardia (di seguito: corrispettivo di reintegrazione), di cui all'art. 25-*bis* del Testo integrato delle disposizioni in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (*settlement*) (TIS)⁴, applicato ai punti di prelievo nella titolarità dei clienti finali con diritto alla salvaguardia. Su tale aspetto, l'Autorità ha da tempo ritenuto opportuno differenziare il corrispettivo da applicare ai clienti serviti in regime di salvaguardia e quello destinato agli altri clienti che, pur avendo diritto al servizio, sono serviti nel mercato libero. I criteri e le modalità applicative del meccanismo suddetto in essere per l'esercizio della salvaguardia 2019-2020 in corso è disciplinato dalla delibera 28 settembre 2018, 485/2018/R/eel. Infine, la delibera 12 novembre 2019, 462/2019/R/eel ha fissato, coerentemente con le modalità già individuate dalla

⁴ Approvato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (oggi ARERA) con delibera 4 agosto 2009, ARG/elt 107/09.

delibera 485/2018/R/eel, i parametri rilevanti per la determinazione dell'ammontare relativo al meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili relativi all'anno 2017.

Servizio di salvaguardia per i piccoli clienti – Legge n. 124/2017

Il termine previsto dalla legge n. 124/2017 (successivamente modificata dalla legge 21 settembre 2018, n. 108, di conversione del decreto legge 25 luglio 2018, n. 91) per il superamento del servizio di maggior tutela è stato oggetto nel tempo di successivi rinvii: la legge prevedeva la rimozione del servizio al 1° luglio 2020 e attribuiva all'Autorità il compito di disciplinare un servizio di salvaguardia, da assegnare tramite procedure concorsuali e da erogare a condizioni che incentivassero il passaggio dei clienti al mercato libero, rivolto ai clienti senza fornitore all'indomani del venire meno della maggior tutela. L'Autorità ha illustrato i primi orientamenti riguardo alla regolazione del servizio di salvaguardia per i piccoli clienti con il documento per la consultazione 27 settembre 2019, 397/2019/R/eel.

Successivamente all'emanazione di tale documento, la legge n. 124/2017 è stata ulteriormente modificata dal decreto legge 30 dicembre 2019, n. 162, convertito, con modificazioni, dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8 e in tale occasione è stato posticipato il superamento del servizio al 1° gennaio 2021 per le piccole imprese e al 1° gennaio 2022 per i clienti domestici e le micro-imprese; al contempo, è stato previsto per i clienti non riforniti nel mercato libero un servizio di ultima istanza "a tutele gradualità", disciplinato dall'Autorità.

Le misure prospettate nel documento per la consultazione 397/2019/R/eel riguardano, in particolare: i) i requisiti di accesso al servizio di salvaguardia da parte dei clienti finali; ii) l'assetto del servizio; iii) le condizioni economiche di erogazione; iv) le condizioni contrattuali applicate ai clienti finali.

Con riferimento alle condizioni di accesso al servizio indicate *sub i*), il documento per la consultazione prevede che il servizio sia erogato automaticamente (*ex lege*) ai piccoli clienti senza un contratto a condizioni di libero mercato, sia che si tratti di clienti ancora riforniti nell'ambito del servizio di maggior tutela, sia che si tratti di clienti il cui contratto di mercato libero risulterà risolto (per esempio, per recesso da parte del venditore o per contratto scaduto e non rinnovato) e che non abbiano sottoscritto per tempo un altro contratto. Inoltre, diversamente da quanto accade oggi con il servizio di maggior tutela, non si prospetta la possibilità, per i clienti titolari di punti di prelievo riforniti nel libero mercato, di richiedere l'attivazione del servizio di salvaguardia.

Con riferimento all'assetto del servizio (*sub ii*)), sono prospettate due possibili opzioni:

- il *modello 1*, che prevede l'assegnazione, rispettivamente, all'Acquirente unico della responsabilità di approvvigionare l'energia elettrica necessaria all'erogazione del servizio e agli esercenti quella dell'attività di commercializzazione⁵;
- il *modello 2*, con assetto analogo a quello degli attuali servizi di ultima istanza del comparto elettrico e del gas naturale (in cui gli esercenti sono anche responsabili dell'approvvigionamento di energia elettrica).

⁵ L'attività di commercializzazione include l'erogazione della fornitura mediante la sottoscrizione del contratto di trasporto con l'impresa distributrice e la gestione del rapporto contrattuale con il cliente. A titolo esemplificativo, rientrano nella commercializzazione le attività di fatturazione, di gestione dei pagamenti e delle insolvenze, di gestione dei reclami e in generale i servizi di assistenza informativa al cliente.

In relazione alle condizioni economiche del servizio di salvaguardia per i piccoli clienti (punto iii), si prefigurano i seguenti interventi:

- applicazione al cliente di un prezzo per la materia energia che abbia la medesima struttura dei corrispettivi del servizio di maggior tutela (variabile nel tempo e indifferenziato a livello territoriale);
- adozione di regole di quantificazione dei corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento differenziate per tipologia di clientela, basate rispettivamente sui valori attesi dei prezzi del mercato all'ingrosso (c.d. metodologia di determinazione *ex ante*), con riferimento ai clienti domestici, e sui valori effettivi che si determinano in detto mercato (c.d. metodologia *ex post*), con riferimento ai clienti non domestici;
- applicazione di un corrispettivo di commercializzazione determinato sulla base degli esiti delle aste in modo tale, da un lato, da garantire la tutela del cliente finale rispetto a repentini cambiamenti del prezzo pagato in maggior tutela, e, dall'altro, da non spiazzare né creare interferenze con le offerte di mercato libero; a tale scopo, si prevede che il cliente finale paghi, per un periodo iniziale, un prezzo allineato a quello che pagherebbe nell'ambito del servizio di maggior tutela e, successivamente, un prezzo determinato a partire dai risultati delle procedure concorsuali;
- una congrua remunerazione degli esercenti il servizio rispetto al prezzo offerto in sede di procedure concorsuali.

In merito alle condizioni contrattuali di erogazione del servizio (*sub iv*), si propone l'applicazione ai clienti finali delle medesime condizioni previste dalla disciplina delle cosiddette offerte PLACET (ovvero a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela)⁶, così da garantire a coloro che saranno ivi riforniti la continuità con le disposizioni contrattuali attualmente vigenti.

Il documento per la consultazione in esame tratteggia, inoltre, delle possibili misure atte a favorire, da un lato, la selezione di operatori affidabili a cui assegnare il servizio in parola mediante l'individuazione di stringenti requisiti di partecipazione alle procedure concorsuali e, dall'altro, esiti di gara concorrenziali.

Mercato del gas

In relazione al settore del gas naturale, la legge n. 125/2007 ha previsto che l'Autorità definisca transitoriamente i prezzi di riferimento per le forniture ai clienti domestici, che le imprese di vendita, nell'ambito degli obblighi di servizio pubblico, comprendono tra le proprie offerte commerciali. Tale impianto è stato successivamente confermato dal decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, così come modificato dal decreto legge 21 giugno 2013, n. 69 (convertito, con modificazioni, dalla legge 9 agosto 2013, n. 98), che ha previsto che nell'ambito degli obblighi di servizio pubblico, e per i soli clienti domestici, l'Autorità continui transitoriamente a determinare i prezzi di riferimento, ai sensi delle disposizioni dettate dalla legge n. 125/2007. Tale disciplina transitoria di prezzo sarà superata, ai sensi della legge n. 124/2017, come da ultimo modificata dal decreto legge 30 dicembre 2019, n. 162 (convertito, con modificazioni, dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8), a partire dal 1° gennaio 2022.

⁶ Cfr. delibera 27 luglio 2017, 555/2017/R/com.

Servizio di tutela

In conformità al Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (TIVG), di cui all'allegato A della delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, come successivamente modificato e integrato, l'Autorità ha aggiornato le condizioni economiche applicate ai clienti serviti nell'ambito del servizio di tutela.

In particolare, con cadenza trimestrale, sono state aggiornate sia la componente $C_{MEM,t}$ a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso, sia l'elemento QTV_t che indica il corrispettivo a copertura dei costi relativi alle perdite di rete e al gas non contabilizzato. Tale ultimo corrispettivo è stato aggiornato fino a dicembre 2019, in quanto a decorrere da gennaio 2020 è entrata in vigore la riforma del trasporto – di cui alla delibera 28 marzo 2019, 114/2019/R/gas – con la quale l'Autorità ha definito i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (2020-2023), riformando i criteri di allocazione dei costi di trasporto agli utenti del servizio con effetti anche sulle condizioni economiche del servizio di tutela. In particolare, con la delibera 3 settembre 2019, 366/2019/R/gas, è stato disposto che a partire dal 1° gennaio 2020 sono riformulate le componenti relative ai costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso $C_{MEM,t}$ e al servizio di trasporto QT_t .

Con riferimento agli aggiornamenti trimestrali, l'Autorità è intervenuta ad aggiornare le citate componenti:

- per il trimestre aprile-giugno 2019, con la delibera 26 marzo 2019, 108/2019/R/gas;
- per il trimestre luglio-settembre 2019, con la delibera 25 giugno 2019, 264/2019/R/gas;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2019, con la delibera 24 settembre 2019, 384/2019/R/gas;
- per il trimestre gennaio-marzo 2020, con la delibera 27 dicembre 2019, 578/2019/R/gas.

Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, si rimanda al Volume 1.

Con la delibera 27 dicembre 2019, 577/2019/R/gas, l'Autorità ha aggiornato, a partire dal 1° gennaio 2020, i livelli della componente QVD attinente alla commercializzazione al dettaglio del servizio di tutela, confermando i criteri adottati per la definizione e la quantificazione della componente relativa all'anno 2019. In particolare, l'aggiornamento della componente QVD è stato effettuato sulla base dell'analisi dei dati e delle informazioni forniti da un campione di operatori di maggiori dimensioni e considerando:

- per gli oneri relativi alla morosità, il livello di *unpaid ratio* riconosciuto, definito a partire dal tasso di mancato incasso delle fatture trascorsi 24 mesi dalla loro emissione e rilevato dai venditori sul mercato libero, tenendo conto, inoltre, del comportamento efficiente degli operatori in termini di gestione della clientela e del credito; nello specifico, tale tasso è risultato complessivamente pari all'1,22%, non differenziato per tipologie di clienti;
- per gli altri costi operativi, i valori di bilancio consuntivo riferiti all'anno 2018, a disposizione dell'Autorità in virtù della disciplina sull'*unbundling*, comprensivi dei costi connessi con le politiche di marketing e di acquisizione della clientela, opportunamente rettificati al fine di tenere conto unicamente delle partite ordinarie relative all'attività di commercializzazione del gas naturale e delle voci di costo che non trovano già copertura mediante altre componenti delle condizioni economiche;
- per la remunerazione del capitale investito netto, l'adozione di una metodologia di quantificazione parametrica del capitale circolante netto, definito in base alla stima dell'esigenza di cassa cui un venditore deve far fronte nell'ambito della propria attività di vendita, e fissando l'esposizione media in 47 giorni; in tale ambito è stato altresì previsto che la remunerazione sia definita, in continuità con le precedenti determinazioni, mediante la

metodologia WACC, confermando, in coerenza con quanto fatto anche per il settore dell'energia elettrica, il tasso di interesse nominale di livello pari al 6,7%, e non considerando, ai fini della remunerazione, gli oneri connessi con l'IRAP, per la copertura dei quali è previsto un riconoscimento separato.

Servizio di tutela: modalità di determinazione della materia prima gas

Con riferimento alle modalità di determinazione della materia prima gas, la delibera dell'Autorità 26 marzo 2019, 112/2019/R/gas, ha confermato anche per tutto l'anno termico 2019/2020 il riferimento alle quotazioni del gas sul mercato TTF (*Title Transfer Facility*) per la determinazione della componente relativa all'approvvigionamento all'ingrosso $C_{MEM,t}$.

Il periodo di applicazione del riferimento alle quotazioni del gas sul mercato TTF è stato fissato in considerazione delle analisi relative al grado di liquidità del mercato nazionale e della previsione della cessazione delle tutele di prezzo per tutte le categorie di piccoli consumatori, sia nel settore dell'energia elettrica che nel settore del gas naturale.

Relativamente alla componente dei costi delle attività connesse all'approvvigionamento all'ingrosso (CCR), la medesima delibera 112/2019/R/gas ha stabilito i valori per l'anno termico 2019-2020, secondo i criteri fissati dalla delibera 219/2018/R/gas.

Servizi di ultima istanza

Servizio di *default* di trasporto

Il servizio di *default* di trasporto (SdD_T), disciplinato dall'Autorità con la delibera 14 giugno 2012, 249/2012/R/gas, afferisce ai punti di riconsegna allacciati alla rete di trasporto ed è finalizzato a garantire il bilanciamento di tale rete in relazione ai prelievi di gas che si possono verificare presso punti di riconsegna che restano privi dell'utente di trasporto e di bilanciamento (UdB), a seguito della risoluzione del contratto di trasporto o del mancato conferimento della relativa capacità. La regolazione in materia prevede che la più grande impresa di trasporto, al fine di ridurre i casi di attivazione dell' SdD_T , possa organizzare e svolgere procedure a evidenza pubblica per la selezione di uno o più venditori che si impegnino, nelle ipotesi in cui dovesse essere attivato l' SdD_T , ad assumere la qualifica di fornitori transitori (FT_T); l'Autorità ha, altresì, definito gli indirizzi applicabili alle procedure a evidenza pubblica per la selezione di tali fornitori.

A partire dall'anno termico 2015/2016, Snam Rete Gas ha deciso di erogare direttamente l' SdD_T e di non voler esercitare, pertanto, la facoltà di individuare, mediante procedura a evidenza pubblica, uno o più FT_T .

Similmente agli anni passati, in cui Snam Rete Gas ha svolto il servizio di *default* di trasporto direttamente, la società ha comunicato la sua disponibilità a svolgere l' SdD_T sulle reti regionali delle imprese regionali di trasporto anche per il periodo 1° ottobre 2019-30 settembre 2020, a seguito di specifiche richieste pervenute da parte di alcune imprese regionali di trasporto. Pertanto, con la delibera 26 settembre 2019, 395/2019/R/gas, l'Autorità è intervenuta al fine di garantire alle imprese regionali di trasporto, a partire dal 1° ottobre 2019, la possibilità che

sia individuato con urgenza, in mancanza degli FT_T, un soggetto alternativo che assicuri l'erogazione dell'SdD_T con riferimento ai prelievi di gas sui punti di riconsegna allacciati alle reti regionali di trasporto. Il medesimo provvedimento ha, altresì, previsto che, con riferimento all'SdD_T sulle reti regionali delle imprese regionali di trasporto svolto da Snam Rete Gas, venga applicata la regolazione prevista per gli FT_T ai sensi della delibera 249/2012/R/gas, a eccezione delle condizioni economiche e del meccanismo di copertura del rischio di mancato pagamento, per le cui fattispecie si applica la disciplina prevista per l'SdD_T. In particolare, il citato meccanismo di copertura è definito con la delibera 4 agosto 2016, 466/2016/R/gas, al fine di garantire un livello adeguato e proporzionato di efficienza nella gestione dei crediti nei confronti degli utenti dell'SdD_T, in coerenza con i principi di diligenza specifica e di contenimento degli oneri per il sistema, come declinati alla luce delle peculiarità del servizio di *default* di trasporto. Gli oneri derivanti da detto meccanismo sono posti a carico dell'elemento UG3_{FT} della componente UG3 e a carico dalla componente tariffaria addizionale della tariffa di trasporto UG3_T, di cui al comma 26.1, lettera i), del testo della Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale (RTTG). Con la delibera 27 dicembre 2019, 578/2019/R/gas, l'Autorità ha aggiornato in diminuzione il livello di detti corrispettivi a partire dal 1° gennaio 2020.

Servizio di fornitura di ultima istanza e servizio di *default* di distribuzione

Nel settore del gas naturale, sono previsti due specifici servizi di ultima istanza per i clienti finali connessi alla rete di distribuzione: il servizio di fornitura di ultima istanza (servizio FUI) e il servizio di *default* di distribuzione (servizio di *default* o FD_D). Il servizio FUI garantisce unicamente la continuità della fornitura ai clienti vulnerabili, tra i quali si possono annoverare i clienti domestici, i condomini uso domestico, i clienti altri usi con consumi fino a 50.000 S(m³)/anno e purché non morosi, nonché le utenze relative ad attività di servizio pubblico⁷. Il servizio di *default*, invece, è volto a garantire il bilanciamento della rete nei confronti dei clienti che non hanno diritto al servizio FUI, poiché non rientranti nelle tipologie sopra richiamate⁸. Il decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, stabilisce, infatti, che l'impresa di distribuzione territorialmente competente è tenuta a garantire il bilanciamento della propria rete in relazione al prelievo presso tale punto per il periodo in cui non sia possibile la sua disalimentazione fisica, secondo le modalità e le condizioni definite dall'Autorità. In ottemperanza a tali previsioni, l'Autorità ha previsto l'istituzione del servizio di *default*.

Negli ultimi anni l'Autorità è intervenuta con numerosi affinamenti in relazione alla disciplina applicabile ai servizi di ultima istanza; in particolare, il servizio di *default* ha avuto pieno avvio con riferimento all'anno termico 2013/2014⁹. L'Autorità, nell'ambito del TIVG, ha disciplinato le modalità e le tempistiche di attivazione e di cessazione del servizio, le procedure di subentro nelle capacità di trasporto e di distribuzione di gas naturale, nonché le condizioni economiche che i soggetti sono tenuti ad applicare ai clienti finali serviti e gli specifici meccanismi di copertura degli oneri relativi alla morosità inerenti, per il FUI, ai clienti non disalimentabili (corrispondenti ai clienti appartenenti alla tipologia di utenze del servizio pubblico) e, per l'FD_D, ai clienti morosi, entrambi disciplinati dal TIVG (di seguito: meccanismi di reintegrazione degli oneri della morosità o semplicemente meccanismi di reintegrazione). Gli oneri di tali meccanismi di reintegrazione sono posti a carico dell'elemento UG3_{UI}.

⁷ Rientrano nella tipologia di attività di servizio pubblico: ospedali, case di cura e di riposo, carceri, scuole e altre strutture pubbliche e private che svolgono un'attività riconosciuta di assistenza.

⁸ L'attivazione dell'FD_D è, altresì, prevista anche per i clienti che hanno diritto al servizio FUI, ma per i quali l'attivazione di questo servizio risulta impossibile (per esempio, in quanto il FUI non è stato selezionato).

⁹ La sentenza n. 2986/2014 del Consiglio di Stato, in accoglimento degli appelli dell'Autorità avverso le sentenze del TAR Lombardia di annullamento della regolazione del servizio di *default*, ha, infatti, confermato la legittimità dell'intero assetto anche con riferimento alle previsioni che stabiliscono che le attività funzionali alla fornitura del medesimo servizio possono essere effettuate dall'impresa di distribuzione.

della componente UG3 della tariffa obbligatoria dei servizi di distribuzione e misura, di cui al comma 40.3, lettera h) del testo della Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG). Con la delibera 27 dicembre 2019, 578/2019/R/gas, l'Autorità ha aggiornato in diminuzione il livello dell'elemento UG3_U a partire dal 1° gennaio 2020.

Entrambi i servizi in questione sono erogati da operatori individuati attraverso specifiche procedure di selezione, disciplinate dall'Autorità sulla base degli indirizzi emanati con decreto del Ministro dello sviluppo economico. Al riguardo, la delibera 9 luglio 2019, 301/2019/R/gas ha confermato, in continuità con la precedente assegnazione dei servizi, una durata dell'assegnazione uguale sia per il FUI che per l'FD_D e pari a un anno termico: l'opportunità di prevedere la medesima durata delle assegnazioni discende dalle possibili complementarità nello svolgimento dei servizi; inoltre, l'assegnazione per un solo anno termico permette di individuare un arco temporale che, da un lato, sia sufficiente a consentire il recupero dei costi associati all'erogazione dei servizi e, dall'altro, risulti coerente con il complessivo contesto di mercato, oggetto di revisione ai sensi della legge n. 124/2017 e s.m.i. La richiamata delibera ha, altresì, confermato l'impianto complessivo già adottato dalla delibera 26 luglio 2018, 407/2018/R/gas in merito: i) alla configurazione delle aree per l'assegnazione dei servizi e per la loro conseguente erogazione, in ossequio al criterio di omogeneità tra le aree di assegnazione; ii) alle condizioni economiche applicate ai clienti, confermando la struttura precedente e prevedendo al contempo che, per il periodo 1° luglio 2020-30 settembre 2020, l'Autorità definisse le condizioni economiche in continuità con il passato; iii) alle informazioni da rendere disponibili ai partecipanti alle procedure concorsuali, rivedendo, tuttavia, rispetto al passato, le informazioni messe a disposizione direttamente da Acquirente unico, per il tramite del Sistema informativo integrato, e riducendo in questo modo l'onere in capo agli esercenti i servizi di ultima istanza uscenti; iv) ai meccanismi di reintegrazione degli oneri non recuperabili della morosità dei clienti che usufruiscono dei servizi in questione.

Nel mese di settembre 2019 Acquirente unico ha svolto le procedure concorsuali per l'individuazione dei fornitori dei servizi di ultima istanza. Le tavole 8.1 e 8.2 mostrano, per ciascuna macro-area, la graduatoria con i nominativi degli esercenti individuati come FUI e il relativo quantitativo annuo di gas offerto, nonché la graduatoria con i nominativi degli esercenti individuati come FD_D.

TAV. 8.1 *Esiti della procedura concorsuale per l'individuazione dei FUI per i clienti finali di gas naturale per il periodo 1° ottobre 2019-30 settembre 2020*

AREE DI PRELIEVO	ORDINE DI MERITO	SOCIETÀ	VALORE DEL PARAMETRO β IN TERMINI DI VARIAZIONE DI PREZZO RISPETTO ALLA PARTE VARIABILE DELLA COMPONENTE RELATIVA ALLA COMMERCIALIZZAZIONE DELLA VENDITA AL DETTAGLIO QVD DI CUI ALL'ART. 7 DEL TIVG, ESPRESSA IN €/S(m ³)	QUANTITATIVO DI GAS NATURALE CHE SI DICHIARA DISPONIBILE A FORNIRE IN QUALITÀ DI FUI PER L'INTERA DURATA DEL SERVIZIO, ESPRESSO IN S(m ³) A P.C.S. 38,1 MJ/S(m ³)
1. Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria	1°	Hera Comm	27,87	60.000.100
	2°	Enel Energia	31,20	60.000.200
2. Lombardia	1°	Enel Energia	23,20	60.000.200
	2°	Hera Comm	27,87	60.000.100

(segue)

AREE DI PRELIEVO	ORDINE DI MERITO	SOCIETÀ	VALORE DEL PARAMETRO β IN TERMINI DI VARIAZIONE DI PREZZO RISPETTO ALLA PARTE VARIABILE DELLA COMPONENTE RELATIVA ALLA COMMERCIALIZZAZIONE DELLA VENDITA AL DETTAGLIO QVD DI CUI ALL'ART. 7 DEL TIVG, ESPRESSA IN c€/S(m ³)	QUANTITATIVO DI GAS NATURALE CHE SI DICHIARA DISPONIBILE A FORNIRE IN QUALITÀ DI FUI PER L'INTERA DURATA DEL SERVIZIO, ESPRESSO IN S(m ³) A P.C.S. 38,1 MJ/S(m ³)
3. Trentino-Alto Adige e Veneto	1°	Hera Comm	27,87	60.000.100
	2°	Enel Energia	35,00	60.000.200
4. Friuli-Venezia Giulia ed Emilia-Romagna	1°	Hera Comm	12,79	60.000.100
	2°	Enel Energia	22,20	60.000.200
5. Toscana, Umbria e Marche	1°	Hera Comm	27,87	60.000.100
	2°	Enel Energia	28,00	60.000.200
6. Abruzzo, Molise, Basilicata e Puglia	1°	Enel Energia	15,20	60.000.200
	2°	Hera Comm	17,87	60.000.100
7. Lazio	1°	Enel Energia	22,20	60.000.200
	2°	Hera Comm	44,44	60.000.100
8. Campania	1°	Enel Energia	32,10	60.000.200
	2°	Hera Comm	44,44	60.000.100
9. Sicilia e Calabria	1°	Enel Energia	12,20	60.000.200
	2°	Hera Comm	27,87	60.000.100

Fonte: ARERA.

TAV. 8.2 *Esiti della procedura concorsuale per l'individuazione degli FD_o per i clienti finali di gas naturale per il periodo 1° ottobre 2019-30 settembre 2020*

AREE DI PRELIEVO	ORDINE DI MERITO	SOCIETÀ	VALORE DEL PARAMETRO γ QUALE VARIAZIONE DI PREZZO RISPETTO ALLA PARTE VARIABILE DELLA COMPONENTE RELATIVA ALLA COMMERCIALIZZAZIONE DELLA VENDITA AL DETTAGLIO QVD DI CUI ALL'ART. 7 DEL TIVG, ESPRESSA IN c€/S(m ³)
1. Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria	1°	Hera Comm	25,86
	2°	Enel Energia	27,80
2. Lombardia	1°	Enel Energia	27,50
	2°	Hera Comm	39,13
3. Trentino-Alto Adige e Veneto	1°	Enel Energia	27,50
	2°	Hera Comm	49,31
4. Friuli-Venezia Giulia ed Emilia-Romagna	1°	Enel Energia	28,20
	2°	Hera Comm	34,78

(segue)

AREE DI PRELIEVO	ORDINE DI MERITO	SOCIETÀ	VALORE DEL PARAMETRO γ QUALE VARIAZIONE DI PREZZO RISPETTO ALLA PARTE VARIABILE DELLA COMPONENTE RELATIVA ALLA COMMERCIALIZZAZIONE DELLA VENDITA AL DETTAGLIO QVD DI CUI ALL'ART. 7 DEL TIVG, ESPRESSA IN c€/S(m ³)
5. Toscana, Umbria e Marche	1°	Hera Comm	29,77
	2°	Enel Energia	39,80
6. Abruzzo, Molise, Basilicata e Puglia	1°	Enel Energia	34,30
	2°	Hera Comm	48,84
7. Lazio	1°	Enel Energia	35,80
	2°	Hera Comm	37,78
8. Campania	1°	Enel Energia	38,00
	2°	Hera Comm	74,84
9. Sicilia e Calabria	1°	Enel Energia	37,30
	2°	Hera Comm	68,84

Fonte: ARERA.

L'assicurazione a favore dei clienti finali del servizio del gas

I clienti finali connessi alle reti di distribuzione locale del gas o alle reti di trasporto usufruiscono di una copertura assicurativa contro i rischi (infortuni, incendio e responsabilità civile verso terzi) derivanti dall'uso del gas a valle del punto di riconsegna (PdR)¹⁰. L'assicurazione è disciplinata dal 2004 dall'Autorità, che ne ha affidato la gestione, in qualità di contraente per conto dei clienti finali assicurati, al Comitato italiano gas (CIG). Nel corso del 2019 ha operato la sesta polizza assicurativa, relativa al quadriennio 2017-2020, disciplinata dalla delibera 12 maggio 2016, 223/2016/R/gas.

Dal 1° ottobre 2004, data di attivazione della prima polizza assicurativa, al 31 dicembre 2019, sono state ricevute 852 denunce di sinistro (di cui 155 coperte dalla polizza in vigore), relative a 582 diversi incidenti (68 coperti dalla polizza in vigore), che hanno comportato complessivamente l'apertura di 1.861 pratiche di indennizzo/risarcimento (341 coperte dalla polizza in vigore); nello stesso periodo, risultano effettuati pagamenti da parte delle imprese assicuratrici per circa 49,6 milioni di euro, di cui 46,6 milioni per 580 pratiche chiuse e i restanti 3 milioni per pratiche ancora aperte. Al 31 dicembre 2019 risultano poste complessivamente a riserva provviste per circa 13,4 milioni di euro, a fronte di 313 pratiche ancora aperte con riserva di provvista, mentre risultano 968 pratiche chiuse senza pagamenti o in *stand by* senza provviste di riserva.

Per quanto riguarda il 2019, sono state aperte in corso d'anno 148 pratiche di indennizzo/risarcimento, delle quali 140 con provvista di riserva, mentre risultano 51 pratiche chiuse in corso d'anno con pagamenti.

¹⁰ L'assicurazione attualmente in vigore copre tutti i PdR relativi alle utenze domestiche e ai condomini con uso domestico, come definiti dal TIVG (Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane, allegato A alla delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09), e i PdR relativi ad attività di servizio pubblico e a utenze per usi diversi, come definiti dal medesimo TIVG, dotati di misuratori di classe non superiore a G25. Sono esclusi i PdR di gas naturale con utilizzo del gas per autotrazione.

Con riferimento all'insieme delle pratiche gestite, nel corso del 2019 sono stati pagati importi per circa 3 milioni di euro (di cui oltre 2,5 milioni di euro per pratiche coperte dalla polizza in vigore), e si è registrato un incremento delle provviste poste a riserva per circa 900mila euro.

Considerando la sola polizza attualmente in vigore, l'esposizione complessiva risulta pari a 12,4 milioni di euro, di cui circa 3,3 milioni per pagamenti e 9,1 milioni a riserva; tale esposizione è generata per il 44% dalla sezione responsabilità civile, per il 34% dalla sezione incendio e per il restante 22% dalla sezione infortuni.

I costi dell'assicurazione sono coperti mediante un apposito corrispettivo, applicato in bolletta una volta l'anno ai titolari di punti di riconsegna assicurati. A partire dal 2017, con l'attivazione della nuova polizza stipulata per il quadriennio 2017-2020, il valore del corrispettivo è stato determinato dall'Autorità in 50 c€/anno per ciascun punto di riconsegna assicurato, in diminuzione rispetto al corrispettivo di 60 c€/anno applicato per l'anno precedente. Con la delibera 27 novembre 2018, 601/2018/R/gas, tale valore è stato ulteriormente ridotto a 45 c€/anno con decorrenza dal 2019, anche in considerazione delle stime in merito alla riduzione dei costi derivante dall'applicazione delle clausole di *profit sharing* incluse nella polizza¹¹.

Strumenti a disposizione dei clienti finali

Portale Offerte luce e gas

Con la delibera 1° febbraio 2018, 51/2018/R/com, così come modificata dalla delibera 5 marzo 2019, 85/2019/R/com, l'Autorità ha adottato il Regolamento per la realizzazione e la gestione, da parte del Gestore del Sistema informativo integrato (di seguito: Gestore), di un Portale delle offerte rivolte ai clienti finali domestici e alle piccole imprese di energia elettrica e gas naturale (c.d. Portale Offerte o PO), ai sensi dell'art. 1, comma 61 della legge n. 124/2017.

Sono pubblicate sul Portale Offerte le offerte rivolte a:

- clienti domestici di energia elettrica e gas;
- imprese del settore elettrico alimentate in bassa tensione;
- condomini a uso domestico con consumi di gas inferiori a 200.000 S(m³)/anno;
- imprese del settore del gas con consumi inferiori a 200.000 S(m³)/anno.

In particolare, la delibera in parola stabilisce, così come dettagliato nella precedente *Relazione Annuale*:

- i criteri generali per la realizzazione del Portale Offerte;
- i criteri per il calcolo della spesa annua stimata associata a ciascuna offerta;
- il modello organizzativo e tecnologico del sito;
- le tempistiche per la sua implementazione per fasi successive.

¹¹ Le clausole di *profit sharing* comportano, per ogni annualità, in caso di andamento tecnico positivo della gestione, una riduzione del premio base – riferito alle sole sezioni incendio e infortuni – parametrata al valore dell'esposizione complessiva maturata per tali sezioni nel medesimo anno di riferimento, al netto di garanzie e oneri gestionali riconosciuti all'impresa assicuratrice.

Relativamente alle tempistiche di realizzazione, la delibera 51/2018/R/com ha disposto un'implementazione per fasi, in esito alla quale sono attualmente pubblicate nel Portale Offerte le offerte di mercato libero rivolte alla generalità dei clienti finali di piccole dimensioni (sia domestici sia non domestici), incluse le *dual fuel* e le offerte PLACET di energia elettrica e di gas naturale.

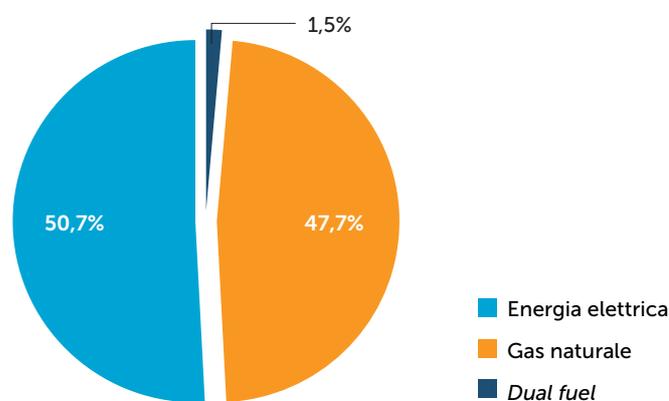
Nel corso del 2019 è stato effettuato un monitoraggio delle offerte presenti nel Portale Offerte e delle richieste degli operatori in ordine all'inserimento e alla corretta rappresentazione delle specificità che caratterizzano le diverse offerte presenti nel mercato. Anche in ragione di tale monitoraggio, il Gestore ha consultato l'implementazione di un nuovo tracciato per la trasmissione delle offerte da parte degli operatori, per effettuare la comparazione delle offerte per le quali attualmente non è disponibile il calcolo della stima della spesa annua¹², che dal 1° dicembre 2019 sono state inserite nel Portale Offerte.

Il Portale Offerte attualmente dispone di numerosi filtri e opzioni per l'affinamento della ricerca (per esempio sulla base di uno specifico operatore, ovvero in base alla presenza di offerte soggette a sconto ecc.) che permettono all'utente di selezionare l'offerta che meglio risponde alle sue esigenze.

La progettazione e l'implementazione del Portale Offerte sono incentrate a garantire la facilità di consultazione da parte dell'utente finale. A tale fine è stata svolta un'analisi di fruibilità e semplicità di consultazione del Portale, valutandone l'utilizzo sia mediante PC-*desktop*, sia attraverso dispositivi mobili. Dal monitoraggio degli accessi si evince che le visite complessive, a partire dal 1° luglio 2018 (data del *go-live* del PO) fino al 31 dicembre 2019, sono consistite in 1.078.824 accessi univoci, di cui il 65,6% tramite *desktop*. Le pagine complessivamente visualizzate sono state 8.179.045.

Nel Portale Offerte al 31 dicembre 2019 erano presenti complessivamente 4.521 offerte per il settore dell'energia elettrica, per quello del gas naturale e *dual fuel*; rispetto al totale delle offerte, il 49,5% era rappresentato dalle offerte PLACET. Per il settore elettrico erano disponibili complessivamente 2.293 offerte, mentre per quello del gas naturale ne risultavano 2.158; le offerte *dual fuel* erano 70 (Fig. 8.1).

FIG. 8.1 Offerte presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2019, distinte per commodity

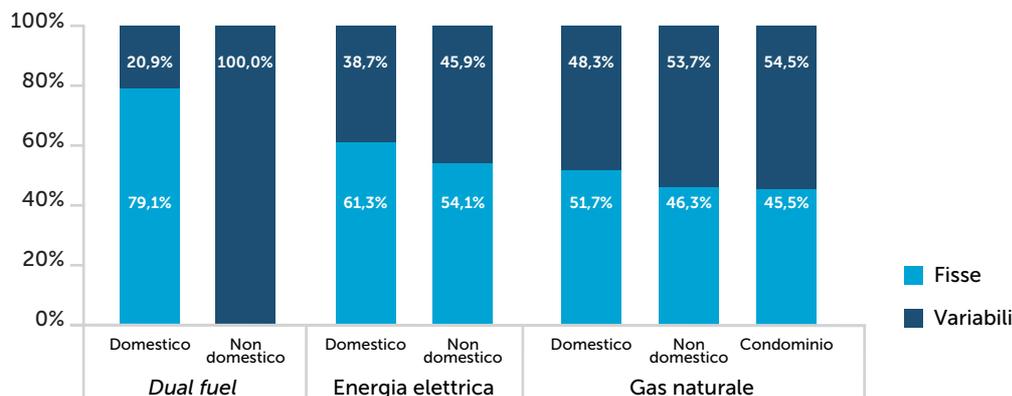


Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

¹² Si tratta, per esempio, delle offerte con sconti a tempo, delle offerte c.d. *flat* ecc.

Come riportato nella figura 8.2, per il settore elettrico, il 61,3% delle offerte rivolte ai clienti domestici è a prezzo fisso, mentre per i clienti non domestici tale percentuale si attesta al 54,1%; anche per il settore del gas naturale si conferma la prevalenza di offerte a prezzo fisso per i clienti domestici, pari al 51,7%, mentre per i clienti non domestici si registra una prevalenza di offerte variabili (53,7%).

FIG. 8.2 Offerte presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2019, distinte per tipologia di cliente finale, commodity e tipologia di prezzo



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

Dal monitoraggio periodico dei prezzi delle offerte dell'energia elettrica presenti nel Portale Offerte, si evince che nel quarto trimestre 2019, per un cliente domestico tipo¹³, la spesa media al lordo delle imposte dei primi 10 operatori è stata inferiore alla spesa di maggior tutela al lordo delle imposte, dell'11% per le offerte a prezzo fisso e del 6% per le offerte a prezzo variabile. Sempre per la medesima tipologia di cliente, anche la spesa media al lordo delle imposte dei primi 30 operatori è risultata inferiore alla spesa di maggior tutela, e precisamente del 7% per le offerte a prezzo fisso e del 3% per le offerte a prezzo variabile.

Considerando, inoltre, la *commodity* gas naturale, si evince che nel quarto trimestre 2019, per un cliente domestico tipo¹⁴, la spesa media al lordo delle imposte dei primi 10 operatori è stata inferiore alla spesa di tutela del gas al lordo delle imposte, e precisamente del 7% per le offerte a prezzo fisso e dell'8% per le offerte a prezzo variabile. Sempre per il medesimo cliente, anche la spesa media al lordo delle imposte dei primi 30 operatori è risultata inferiore alla spesa di tutela del gas, nello specifico del 4% per le offerte a prezzo fisso e del 5% per le offerte a prezzo variabile.

Gruppi di acquisto

Con la delibera 19 febbraio 2019, 59/2019/R/com, l'Autorità ha adottato delle Linee guida volontarie per la promozione delle offerte di energia elettrica e di gas naturale a favore di gruppi di acquisto rivolti ai clienti finali domestici e alle piccole imprese assimilate ai clienti finali domestici, ovvero le imprese connesse in bassa tensione e quelle con consumi annui fino a 200.000 S(m³), in attuazione dell'art. 1, comma 65, della legge n. 124/2017.

¹³ Si considera utente tipo domestico per l'energia elettrica un cliente domestico residente, con consumo di 2.700 kWh, prezzo biorario, potenza pari a 3 kW e ubicato a Milano (cap 20132).

¹⁴ Si considera utente tipo domestico per il gas naturale un cliente domestico con consumi di 1.400 S(m³), per uso cottura, riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria, con contatore < G6 e ubicato a Milano (cap 20132).

I gruppi di acquisto cui sono rivolte le suddette Linee guida (c.d. gruppi di acquisto energia) sono soggetti associativi costituiti con la finalità di selezionare uno o più venditori per la somministrazione di energia elettrica e/o gas naturale ai clienti finali riuniti nel gruppo. L'organizzatore del gruppo gestisce tipicamente il processo di adesione dei clienti al gruppo, negozia le condizioni di approvvigionamento con i fornitori selezionati e assiste i clienti nella fase di eventuale sottoscrizione dell'offerta da parte del cliente, senza divenire controparte del contratto di somministrazione di energia.

I potenziali vantaggi ascrivibili alla partecipazione ai gruppi in parola sono principalmente riconducibili a due aspetti. In primo luogo, i gruppi costituiscono dei potenziali strumenti di transizione al mercato libero, segnatamente per quei clienti di minori dimensioni che fino a ora si sono mostrati più restii ad abbandonare i regimi di tutela in ragione della percepita disparità negoziale con i venditori. Ciò in quanto l'aggregazione di una vasta platea di clienti consente ai piccoli utenti di riequilibrare la loro posizione contrattuale con il venditore, così da ottenere offerte economicamente più vantaggiose e che più si attagliano alle loro esigenze di consumo. In secondo luogo, i gruppi in parola possono stimolare l'interesse dei clienti finali alla comprensione e alla valutazione delle offerte di mercato grazie alle opportunità di risparmio che queste ultime offrono. Peraltro, le informazioni sulle offerte che gli organizzatori dei gruppi mettono a disposizione dei clienti permettono agli utenti di effettuare una scelta del fornitore maggiormente consapevole. Alla luce di quanto sopra, l'Autorità, con le Linee guida citate, ha inteso stabilire delle norme comportamentali uniformi cui i gruppi di acquisto energia che decidano di aderirvi devono conformarsi, per assicurare ai propri membri la necessaria trasparenza sulle campagne di acquisto collettivo, la correttezza nell'utilizzo delle diverse forme di comunicazione al cliente fin dalla fase promozionale delle iniziative in questione, la completezza delle informazioni rese sulle modalità di adesione al gruppo, sulle offerte commerciali proposte così come sui criteri di scelta delle stesse, nonché un'adeguata assistenza informativa al cliente, soprattutto nella fase di adesione al gruppo e all'offerta suggerita. L'adesione alle Linee guida comporta il rispetto integrale, da parte dei gruppi di acquisto accreditati, degli obblighi di assistenza al cliente e informativi stabiliti per un periodo di almeno 24 mesi.

Nel 2019 l'Autorità ha istituito e pubblicato sul proprio sito internet l'elenco dei gruppi di acquisto che si impegnano a conformarsi alle Linee guida (c.d. gruppi di acquisto accreditati). Al 31 dicembre 2019, risultavano accreditati otto gruppi di acquisto per la promozione di offerte commerciali di energia elettrica e gas per i clienti di piccole dimensioni.

Offerte PLACET

L'aumento della comprensione delle offerte commerciali da parte dei clienti finali, che è anche un presupposto per la loro partecipazione attiva al mercato, è una delle misure fondamentali rispetto all'obiettivo di addivenire a un assetto in cui il mercato libero costituisca la modalità normale di approvvigionamento anche per i clienti di piccola dimensione, funzione attualmente assicurata dai servizi di tutela dell'energia elettrica e del gas naturale nei mercati *retail*.

In coerenza con tale quadro l'Autorità ha, quindi, promosso interventi mirati ad aumentare la consapevolezza dei clienti finali e la trasparenza delle condizioni contrattuali, al fine di consentire la più ampia partecipazione degli utenti a un mercato concorrenziale.

Con la delibera 27 luglio 2017, 555/2017/R/com, in particolare, l'Autorità ha introdotto, sia per il settore dell'energia elettrica sia per quello del gas naturale, la disciplina delle offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela (c.d. offerte PLACET), finalizzata a facilitare scelte consapevoli e informate da parte dei clienti finali di piccole dimensioni, segnatamente attraverso il miglioramento della loro capacità di valutazione delle offerte commerciali presenti sul mercato libero; simile obiettivo è soddisfatto mediante l'individuazione di strutture di offerta facilmente comprensibili, comparabili tra venditori (poiché differenziate solo a livello di prezzo) e segregabili da ogni proposta di servizi aggiuntivi dello stesso venditore.

La disciplina delle offerte PLACET si applica ai clienti di piccole dimensioni serviti nel mercato libero, identificati, per il settore elettrico, con tutti i clienti (domestici e non domestici) connessi alla rete in bassa tensione, e, per il settore del gas naturale, con i clienti finali (domestici, condomini a uso domestico e altri usi) titolari di punti con consumi annui inferiori a 200.000 S(m³). In dettaglio, la delibera ha posto l'obbligo, in capo a ciascun operatore del mercato libero, di inserire tra le proprie offerte commerciali due formule di offerte PLACET – una a prezzo fisso e una a prezzo variabile – caratterizzate da condizioni generali di fornitura fissate dall'Autorità, con l'eccezione, però, delle condizioni economiche, i cui livelli sono liberamente definiti dal venditore (in accordo a una struttura predefinita di corrispettivi). In entrambi i casi, il prezzo dell'energia è articolato in una quota fissa, espressa in €/cliente/anno, e in una quota energia, espressa in €/kWh o €/S(m³) e quindi proporzionale ai volumi consumati^{15 16}. Con la delibera 5 dicembre 2017, 848/2017/R/com, inoltre, l'Autorità ha, tra l'altro, individuato nel Portale Offerte, realizzato e gestito dal Gestore del SII ai sensi della delibera 51/2018/R/com, lo strumento per la comparazione delle offerte PLACET.

Alla data del 31 dicembre 2019 risultavano presenti nel Portale Offerte 2.236 offerte PLACET, come di seguito dettagliate (Tav. 8.3).

TAV. 8.3 *Numero di offerte PLACET presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2019, distinte per tipologia di cliente finale*

	COMMODITY	TIPOLOGIA DI CLIENTE	TIPO DI OFFERTA	N.	SUB-TOTALE PER TIPOLOGIA DI CLIENTE	SUB-TOTALE PER TIPOLOGIA DI COMMODITY
Offerte PLACET	Energia elettrica	Clienti domestici	fissa	228	455	911
			variabile	227		
		Clienti non domestici	fissa	228	456	
			variabile	228		
	Gas naturale	Clienti domestici	fissa	230	457	1.325
			variabile	227		
		Clienti non domestici	fissa	234	466	
			variabile	232		
		Condomini	fissa	200	402	
		Condomini	variabile	202		
TOTALE OFFERTE						2.236

Fonte: ArERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

15 In dettaglio, le offerte PLACET dell'energia elettrica a prezzo variabile prevedono, in ogni mese, un prezzo indicizzato al PUN (Prezzo unico nazionale) espresso in €/kWh, così come determinato dal Gestore dei mercati energetici (GME). Il prezzo è differenziato per fasce orarie in presenza di un contatore telegestito. In particolare, per i clienti domestici telegestiti, il prezzo è differenziato nelle fasce orarie F1 e F23, mentre, per i clienti non domestici telegestiti, esso è differenziato nelle fasce orarie F1, F2 e F3. Per i clienti, domestici e non domestici, che non hanno un contatore telegestito il prezzo è lo stesso in tutte le ore.

16 Le offerte PLACET di gas naturale a prezzo variabile prevedono un prezzo indicizzato al TTF determinato in ogni trimestre come media aritmetica delle quotazioni *forward* trimestrali OTC relative al trimestre in questione, presso l'*hub* TTF, rilevate da ICIS-Heren con riferimento al secondo mese solare antecedente il medesimo trimestre.

Con specifico riferimento alle condizioni contrattuali, la disciplina delle offerte PLACET ha anche previsto la predisposizione, da parte dell’Autorità e con il contributo dei partecipanti a un apposito Tavolo di lavoro permanente rappresentativo degli interessi sia della domanda sia dell’offerta, di un modulo delle condizioni generali di fornitura, utilizzabile su base volontaria da parte dei venditori, costituente il *benchmark* per la redazione dei contratti di somministrazione. Alla data del 31 dicembre 2019, in base ai dati del monitoraggio dell’Autorità degli operatori che dispongono di almeno un’offerta PLACET nel proprio portafoglio, risultava che il modulo delle condizioni generali di fornitura redatto dall’Autorità, sia per il settore elettrico sia per il settore del gas naturale, era utilizzato dall’88,2% delle controparti commerciali.

Dal monitoraggio periodico dei prezzi delle offerte PLACET dell’energia elettrica presenti nel Portale Offerte si evince che nel quarto trimestre 2019 per il cliente domestico tipo¹⁷ la spesa media al lordo delle imposte delle offerte PACET fisse è stata superiore del 15% rispetto alla spesa di maggior tutela al lordo delle imposte del medesimo periodo, mentre la spesa media al lordo delle imposte delle offerte PLACET variabili è stata superiore del 13% rispetto alla spesa al lordo delle imposte della spesa di maggior tutela.

Considerando, inoltre, la *commodity* gas naturale, si evince che nel quarto trimestre 2019 per il cliente domestico tipo¹⁸ la spesa media al lordo delle imposte delle offerte PLACET fisse è risultata superiore del 20% rispetto alla spesa di tutela del gas al lordo delle imposte del medesimo periodo, mentre la spesa media al lordo delle imposte delle offerte PLACET variabili è stata superiore del 10% rispetto alla spesa al lordo delle imposte della spesa di tutela del gas.

Istituzione del Portale Consumi

Come riportato nella precedente *Relazione Annuale*, l’Autorità nel 2015 e nel 2017 aveva illustrato i propri orientamenti in relazione alla messa a disposizione dei dati di consumo storici ai clienti finali (il cui diritto è stato esplicitato dal decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, in recepimento della direttiva 2012/27/UE), tenendo progressivamente conto sia delle modifiche normative intervenute sia delle evoluzioni nel frattempo intercorse e, in particolare, dell’avvento del sistema di misurazione 2G nel settore elettrico.

In particolare, con il documento per la consultazione 14 dicembre 2017, 865/2017/R/efr, l’Autorità aveva stabilito, tra l’altro, che i dati di prelievo (intesi come dati storici di fatturazione e dati storici del profilo temporale di prelievo) potevano essere accessibili attraverso il Sistema informativo integrato (SII), che è già depositario di tali informazioni ai sensi della legge 24 marzo 2012, n. 27. Inoltre, l’Autorità aveva ritenuto opportuno che la messa a disposizione digitale dei dati avvenisse attraverso un portale web, predisposto da Acquirente unico (in quanto gestore del SII) e accessibile al cliente finale con autenticazione attraverso il Sistema pubblico di identità digitale (SPID) – istituito dall’Agenzia per l’Italia digitale, in particolare per l’accesso ai servizi di pubblica utilità come quelli in parola – evitando così di duplicare nel SII i dati personali dei clienti necessari all’accesso.

Il quadro normativo vigente all’epoca delle consultazioni sopra ricordate si è successivamente arricchito delle disposizioni contenute nella legge 27 dicembre 2017, n. 205, recante “Bilancio di previsione per lo Stato per

¹⁷ Per la definizione di utente tipo domestico per l’energia elettrica si vedano le note precedenti.

¹⁸ Per la definizione di utente tipo domestico per il gas naturale si vedano le note precedenti.

l'anno finanziario 2018 e bilancio pluriennale per il triennio 2018-2020" (c.d. legge di bilancio 2018). Nel ribadire che l'Autorità doveva intervenire rafforzando il diritto di accesso ai dati di prelievo da parte dei clienti finali, la norma ha anche precisato termini e scadenze. In particolare, la legge bilancio 2018 ha previsto, all'art. 1, comma 8 che *"Entro il 1° luglio 2019, il soggetto gestore del Sistema informativo integrato per la gestione dei flussi informativi relativi ai mercati dell'energia elettrica e del gas, di cui all'articolo 1-bis del decreto legge 8 luglio 2010, n. 105, convertito, con modificazioni, dalla legge 13 agosto 2010, n. 129, provvede agli adeguamenti necessari per permettere ai clienti finali di accedere attraverso il Sistema medesimo ai dati riguardanti i propri consumi, senza oneri a loro carico. Le disposizioni per l'attuazione del primo periodo sono adottate con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, ridenominata ai sensi del comma 528, nel rispetto delle norme in materia di protezione dei dati personali, sentito il parere del Garante per la protezione dei dati personali"*.

In attuazione di quanto sopra, con la delibera 25 giugno 2019, 270/2019/R/com, l'Autorità ha istituito il Portale dei consumi di energia elettrica e di gas naturale (c.d. Portale Consumi), sito internet istituzionale accessibile agli utenti dal successivo 1° luglio. Qui i consumatori possono accedere, con modalità semplice, sicura e gratuita, ai dati relativi alle forniture di energia elettrica e di gas naturale di cui sono titolari, compresi i dati di consumo storici e le principali informazioni tecniche e contrattuali.

Con la citata delibera, l'Autorità – acquisito il parere preventivo da parte del Garante per la protezione dei dati personali previsto dalla legge bilancio 2018 e rilasciato con provvedimento in data 20 giugno 2019 per le materie di propria competenza – ha approvato il Regolamento di funzionamento del Portale Consumi, recante i criteri generali, i principi tecnici e il modello organizzativo del Portale stesso, e ha incaricato Acquirente unico dello sviluppo in conformità a quanto stabilito.

Dal punto di vista tecnologico, il Portale Consumi è caratterizzato da un'architettura funzionale che consente l'interrelazione con il SII, affinché nel medesimo SII sia realizzato un sottosistema preposto al dialogo con il Portale; in particolare, l'insieme dei dati a cui ciascun cliente può avere accesso, in relazione alle forniture di energia elettrica e di gas naturale di cui è titolare, è costituito da dati direttamente estratti dal SII e non successivamente elaborati oppure da dati risultanti da elaborazioni direttamente condotte dal Portale che non vengono archiviate alla conclusione della sessione.

Per quanto riguarda gli aspetti più operativi, l'Autorità ha previsto che il Portale sia composto da:

- un'area pubblica, accessibile a qualsiasi utente internet e finalizzata a fornire informazioni generali sul Portale stesso, sulle sue potenzialità e i suoi vantaggi;
- un'area privata, finalizzata alla consultazione dei dati anagrafici, di consumo e di potenza assorbita delle forniture di energia elettrica e di gas naturale da parte del cliente titolare che vi accede, mediante documenti di sintesi, tabelle numeriche esportabili e grafici, anche con livelli di dettaglio crescente; in quest'area il cliente deve essere legittimato a vedere i dati di consumo di un punto di prelievo o di riconsegna a partire dal momento in cui ne ha titolarità.

In accordo con quanto disposto dal Garante per la protezione dei dati personali, l'accesso all'area privata del Portale da parte del singolo cliente avviene tramite SPID, che funge da strumento per l'autenticazione digitale dei clienti finali, prevedendo in particolare il livello di sicurezza 2. Il Gestore del SII è titolare del trattamento dei dati personali degli utenti del Portale Consumi, dei quali entra in possesso contestualmente all'accesso dei clienti

al Portale medesimo attraverso lo SPID; sotto questo profilo il Gestore è tenuto a garantire la trasparenza del trattamento mediante l'informativa di cui all'art. 13 del regolamento (UE) 679/2016 del Parlamento europeo e del Consiglio del 27 aprile 2016 (Regolamento generale sulla protezione dei dati, più noto come *General Data Protection Regulation* – GDPR).

Per quanto riguarda, più in particolare, i servizi e i dati messi a disposizione dal Portale Consumi, l'Autorità ha disposto che la granularità dei dati coincida generalmente con la massima disponibile nel SII (a eccezione dei punti dotati di misuratori corrispondenti ai requisiti 2G – per natura caratterizzati da un passo maggiore – per cui i dati disponibili sono inizialmente giornalieri) e che siano previste più fasi attuative. Nella fase di prima attuazione, corrispondente con il rilascio del 1° luglio 2019, la profondità storica massima di messa a disposizione dei dati è stata pari a 12 mesi, ma sta attualmente aumentando in maniera progressiva e raggiungerà i 36 mesi previsti a regime, compatibilmente con l'effettiva disponibilità dei dati nel SII.

Ulteriori *upgrade* perseguiti dal Portale nel corso del 2020, dopo la fase di prima attuazione, saranno la visualizzazione della potenza prelevata con indicazione del valore massimo, il *download* delle informazioni tecniche e contrattuali delle forniture, la visualizzazione della programmazione storica delle fasce per i misuratori 2G e, per i punti dotati di questi ultimi misuratori, la messa a disposizione dei dati quattorari.

Un'ulteriore importante evoluzione, già espressamente prevista dalla delibera di approvazione del Regolamento, è costituita dalla possibilità di accesso ai dati dei titolari delle forniture anche per le cosiddette terze parti. Questo aspetto, ritenuto dall'Autorità essenziale al fine di diffondere gli strumenti atti alla consapevolezza della propria *energy footprint*, ancorché non sia stato espressamente previsto dalla legge di bilancio 2018, richiede ulteriori approfondimenti, attualmente in corso, al fine di definire i soggetti delegabili, garantire l'adeguata protezione dei dati personali e gestire l'autorizzazione da parte dei clienti finali; per queste ragioni è attualmente in essere un nuovo coinvolgimento del Garante, per gli aspetti di propria competenza.

Azioni informative in vista del superamento delle tutele di prezzo

La legge n. 124/2017 ha previsto, tra l'altro, per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale, interventi finalizzati alla cessazione della disciplina transitoria dei prezzi, disponendo così il superamento delle tutele di prezzo. Tali interventi comprendono, per esempio, l'invio ai clienti finali di adeguata informativa da parte di ciascun fornitore in relazione al superamento delle tutele di prezzo, secondo le modalità definite dall'Autorità (art. 1, comma 69) e un rafforzamento delle funzioni dell'Autorità, con specifico riferimento alla pubblicizzazione e alla diffusione delle informazioni in merito alla piena apertura del mercato e alle condizioni di svolgimento dei servizi a beneficio dei clienti finali e degli utenti dei settori oggetto di regolazione (art. 1, comma 72).

Con la delibera 10 novembre 2017, 746/2017/R/com, l'Autorità ha disposto, tra l'altro, ai sensi dell'art. 1 della legge n. 124/2017, che gli esercenti la maggior tutela e i fornitori nell'ambito del servizio di tutela del gas, a partire dal 1° gennaio 2018 e sino a giugno 2019, dovessero inviare ai loro clienti, all'interno della fattura sintetica, un'apposita informativa, con contenuto definito dall'Autorità, in merito al previsto superamento delle tutele di prezzo.

Con la delibera 21 maggio 2019, 197/2019/R/com, l'Autorità ha integrato la delibera 746/2017/R/com prevedendo il proseguimento dell'informativa in bolletta fino al superamento delle tutele di prezzo, come definito dalla normativa vigente. I testi da riportare nelle fatture emesse nel 2019 contengono, da un lato, l'indicazione di come sia semplice e gratuito cambiare contratto o fornitore, con la garanzia della continuità del servizio, e, dall'altro, gli elementi che dovrebbero sollecitare il cliente finale a usufruire degli strumenti dell'Autorità volti a effettuare una scelta informata e consapevole, come il Portale Offerte e le offerte PLACET.

Inoltre, con la delibera 197/2019/R/com, l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione di strumenti regolatori per l'informazione e l'*empowerment* dei clienti finali nei mercati *retail* dell'energia elettrica e del gas naturale, ulteriori e complementari all'informativa in bolletta; scopo finale è rendere i clienti forniti nei regimi di tutela partecipi dell'evoluzione dei mercati energetici e degli strumenti approntati a loro favore e coinvolgere maggiormente anche i clienti finali già forniti nel mercato libero. Nell'ambito del procedimento, in aggiunta alle usuali attività di ricognizione e consultazione potranno essere attivate apposite modalità di coinvolgimento dei diversi *stakeholder* – come, per esempio, gruppi di lavoro tecnici – e potranno essere acquisiti elementi ulteriori, rispetto a quelli già attualmente disponibili presso l'Autorità, volti a comprendere maggiormente le esigenze di intervento dei diversi soggetti interessati.

Rafforzamento del Codice di condotta commerciale

Con il documento per la consultazione 19 dicembre 2019, 564/2019/R/com, l'Autorità ha illustrato ai soggetti interessati i propri orientamenti relativi al rafforzamento della trasparenza degli obblighi informativi in capo ai venditori e al miglioramento della confrontabilità delle offerte del mercato libero da conseguire attraverso una revisione del Codice di condotta commerciale¹⁹ per la vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti finali (di seguito semplicemente Codice di condotta commerciale), da effettuare in coerenza con il Portale Offerte. Il Codice di condotta commerciale definisce, in accordo con le previsioni del Codice del consumo²⁰ e delle direttive comunitarie in materia energetica, le regole di comportamento che i venditori di energia elettrica e/o di gas naturale (compresi i loro incaricati a qualunque titolo) devono osservare nei rapporti commerciali con i clienti finali (clienti domestici e clienti non domestici di piccole dimensioni).

Gli interventi prospettati nel documento per la consultazione 564/2019/R/com attengono a tre aree tematiche del Codice di condotta commerciale: la fase precontrattuale, con interventi relativi agli obblighi informativi del venditore nella fase di promozione dell'offerta e nelle attività preliminari alla sottoscrizione di un nuovo contratto di fornitura; la fase contrattuale, con interventi relativi agli obblighi informativi del venditore nell'ambito dell'ordinario rapporto contrattuale con il cliente finale; l'efficientamento delle disposizioni del Codice, con interventi volti a una più precisa definizione dei criteri di presentazione dei prezzi di fornitura del servizio e della spesa nonché all'aggiornamento e al riallineamento dei riferimenti alla normativa e alla regolazione attualmente vigenti.

¹⁹ Allegato A alla delibera dell'Autorità 28 giugno 2018, 366/2018/R/com.

²⁰ Decreto legislativo 6 settembre 2005, n. 206.

Regolazione del mercato elettrico e del gas

Disciplina del sistema indennitario

La disciplina del sistema indennitario è stata inizialmente introdotta per il settore elettrico con la delibera 11 dicembre 2009, ARG/elt 191/09, e successivamente sostituita dal Testo integrato del sistema indennitario (TISIND; di seguito semplicemente disciplina a regime del sistema indennitario), allegato approvato con la delibera 3 agosto 2017, 593/2017/R/com, in vigore per entrambi i settori, quello dell'energia elettrica e quello del gas naturale. La disciplina del sistema indennitario intende garantire all'esercente la vendita uscente un indennizzo per il mancato incasso del credito relativo alle fatture degli ultimi quattro mesi precedenti la data di *switching* del cliente finale moroso (per maggiori dettagli si rinvia alla *Relazione Annuale* 2015). Tale indennizzo, pari – al massimo – alla stima della spesa di tre mesi di erogazione della fornitura, è posto a carico del cliente finale moroso attraverso l'applicazione di un corrispettivo aggiuntivo della tariffa di distribuzione, cosiddetto C^{MOR} . Ai sensi della delibera 26 luglio 2018, 406/2018/R/com, la disciplina a regime del sistema indennitario, basata sulla piena implementazione dei relativi processi all'interno del SII, è entrata in vigore a partire dal 1° dicembre 2018 con riferimento al settore elettrico e a partire dal 1° giugno 2019 con riferimento al settore del gas naturale.

Nel settore elettrico, dall'entrata in operatività del sistema indennitario nel luglio 2011 fino al dicembre 2019, gli esercenti la vendita uscenti hanno emesso più di 1 milione di richieste di indennizzo – la cui correttezza è stata accertata da Acquirente unico, in qualità di Gestore del sistema indennitario – per corrispettivi C^{MOR} totali di 310,9 milioni di euro, a fronte di crediti insoluti di circa 470 milioni di euro. Nel settore del gas, dall'entrata in operatività del sistema indennitario nel giugno 2019 fino al dicembre 2019, gli esercenti la vendita uscenti hanno emesso più di 70.100 richieste di indennizzo – la cui correttezza è stata accertata dal Gestore – per corrispettivi C^{MOR} totali di 13,9 milioni di euro, a fronte di crediti insoluti di circa 20,5 milioni di euro. Nel corso del 2019 gli esercenti la vendita hanno ottenuto indennizzi in media al mese per 5,3 milioni di euro nel settore elettrico e 2,9 milioni nel settore del gas.

Nonostante il lungo periodo intercorso tra la data di *switching* e l'applicazione del corrispettivo C^{MOR} da parte dell'esercente la vendita entrante al cliente finale inadempiente (periodo compreso tra i 12 e i 18 mesi, durante il quale gli esercenti la vendita uscenti avrebbero dovuto incassare i propri crediti dai clienti finali tramite i canali standard di riscossione), gli esercenti la vendita sono riusciti a ridurre gli oneri del mancato pagamento relativi ai crediti per cui hanno presentato richiesta di indennizzo dell'85% nel settore elettrico e del 68% nel settore del gas.

Le attività di monitoraggio del Gestore hanno anche avuto a oggetto il comportamento dei clienti che utilizzano ripetutamente lo *switching*, al fine di non pagare le fatture relative agli ultimi mesi della fornitura. I risultati di tali analisi sono evidenziati nella tavola e nelle figure seguenti.

TAV. 8.4 Incidenza, sul totale dei C^{MOR} applicati, dei clienti che, in seguito a ripetuti switching, hanno indotto più esercenti a richiedere l'indennizzo

SETTORE ELETTRICO	LUG.-DIC. 2011 ^(B)	GEN.-DIC. 2012 ^(B)	GEN.-DIC. 2013 ^{(B)(C)}	GEN. 2014-FEB. 2015 ^(B)	MAR.-DIC. 2015	GEN.-DIC. 2016	GEN.-DIC. 2017	GEN.-DIC. 2018 ^(D)	GEN.-DIC. 2019
Nel periodo analizzato	0,3%	5,8%	18,7% ^(A)	22,2%	30,8%	34,4%	32,5%	31,5%	28,7%
Cumulate	0,3%	4,9%	11,0%	15,6%	19,2%	22,1%	23,7%	24,7%	25,1%
SETTORE GAS	GIU.-DIC. 2019 ^(E)								
Nel periodo analizzato	3,6%								

(A) Dati nel periodo marzo-dicembre 2013 al netto delle richieste di indennizzo relative a punti di prelievo il cui titolare ha effettuato una voltura in seguito alla prima richiesta di indennizzo, in modo da non essere più rintracciato. Il fenomeno è invece incluso negli altri trimestri. Tale differenza, tuttavia, non incide l'andamento della serie storica, in quanto ha un peso poco rilevante rispetto al totale delle richieste di indennizzo del trimestre (la cui media dei mesi precedenti è pari allo 0,1%).

(B) Dati al lordo delle richieste di indennizzo in seguito annullate, per errore, a febbraio 2015. Tale fenomeno, tuttavia, non incide l'andamento della serie storica, in quanto del tutto trascurabile rispetto al totale delle richieste di indennizzo.

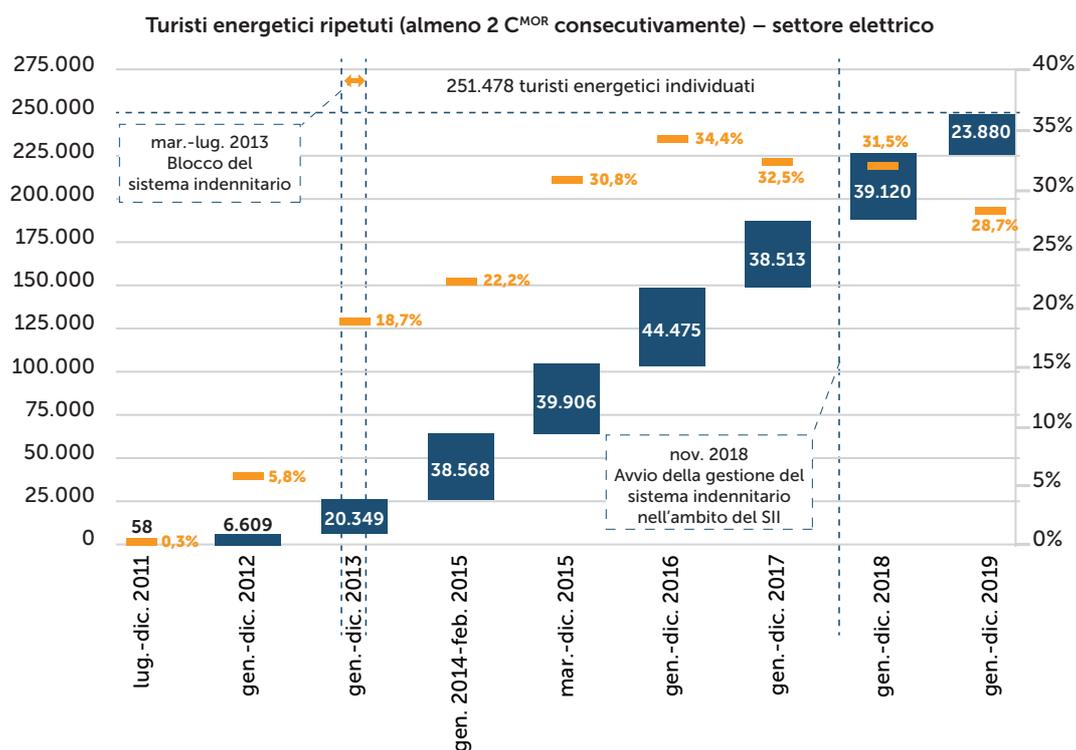
(C) Sistema non operativo nel periodo marzo-luglio 2013.

(D) A novembre 2018 è stata avviata la gestione del sistema indennitario nell'ambito del SII ai sensi della delibera 406/2018/R/com.

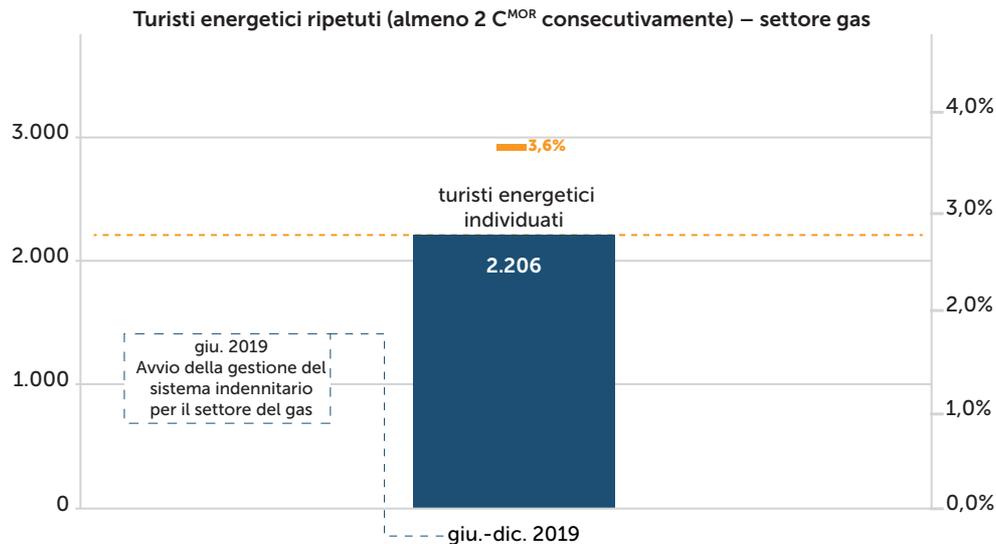
(E) Il sistema indennitario è entrato in operatività nel settore del gas a partire da giugno 2019.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

FIG. 8.3 Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario nel settore elettrico



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

FIG. 8.4 Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario nel settore del gas

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

L'analisi degli indennizzi riconosciuti mostra come, tra gennaio e dicembre 2019, le richieste di indennizzo relative a clienti finali che già avevano sfruttato il beneficio rappresentino nel settore elettrico più di un quarto del totale, ovvero il 28,7% dei nuovi indennizzi riconosciuti nello stesso periodo; il dato si rivela comunque in diminuzione per il terzo anno consecutivo. Nel settore del gas, invece, tale percentuale, per il periodo giugno-dicembre 2019, è pari al 3,6%.

Il Gestore del sistema indennitario, su richiesta e in coordinamento con l'Autorità, continua a realizzare attività periodiche di verifica e controllo, sia a tappeto sia a campione, per monitorare costantemente il corretto funzionamento del sistema, verificare la corretta applicazione della relativa disciplina e individuare aree di miglioramento del suo funzionamento.

Modifica alla regolazione del recesso per i grandi clienti

Con la delibera 22 maggio 2019, 196/2019/R/com, che ha trovato piena applicazione a partire dal 1° novembre 2019, l'Autorità ha integrato le disposizioni in merito alle modalità di esercizio del diritto di recesso per cambio di fornitore, già definite dalla delibera 24 novembre 2017, 783/2017/R/com, riguardo ai contratti di fornitura di energia elettrica e di gas naturale stipulati dai clienti finali di grandi dimensioni.

In particolare, il provvedimento, che ha fatto seguito al documento per la consultazione 29 gennaio 2019, 33/2019/R/com, ha reso possibile ai clienti finali di grandi dimensioni di gestire la comunicazione di recesso in un momento distinto rispetto alla richiesta di *switching*, consentendo di inviare la richiesta direttamente al venditore uscente, secondo le modalità definite nel contratto in essere.

La modifica introdotta intende consentire ai clienti di grandi dimensioni (che di norma sono imprese) di individuare l'offerta e il fornitore in tempi più vicini all'effettiva esecuzione del nuovo contratto di fornitura, e garantire in

tal modo una maggiore flessibilità operativa, pur preservando le modalità semplificate a oggi vigenti per l'esercizio del diritto di recesso per cambio di fornitore.

Integrazioni in materia di fatturazione elettronica

A seguito delle disposizioni di cui all'art. 1, comma 909, lettera a), della legge di bilancio 2018, come già illustrato nella precedente *Relazione Annuale*, l'Autorità è intervenuta con la delibera 27 dicembre 2018, 712/2018/R/com, al fine di garantire la coerenza dei contenuti dei documenti regolatori che contabilizzano i consumi di energia elettrica e di gas naturale (c.d. bolletta sintetica o bolletta 2.0), nonché dei documenti regolatori che contabilizzano il servizio di trasporto dell'energia elettrica e di distribuzione del gas naturale, con i contenuti della fatturazione elettronica (definiti dal provvedimento dell'Agenzia delle entrate del 30 aprile 2018).

Nel corso dei primi mesi del 2019, in esito a uno specifico Tavolo tecnico finalizzato a condividere con gli operatori gli sviluppi applicativi della disciplina in tema di fatturazione elettronica, l'Autorità, con la delibera 18 giugno 2019, 246/2019/R/com, ha apportato integrazioni e modifiche alla citata delibera 712/2018/R/com. In particolare, è stata prevista un'ulteriore modalità di collegamento univoco tra la bolletta sintetica e gli elementi di dettaglio (nei casi previsti dalla regolazione e dal contratto) e la fattura elettronica, oltre alla consuetudine di allegare i suddetti documenti al file della fattura trasmesso al Sistema di interscambio (Sdl), come già disposto dalla delibera 712/2018/R/com. Nello specifico, le controparti commerciali possono generare un codice alfanumerico univoco ottenuto mediante l'applicazione di un algoritmo di *hash SHA-256* al file digitale dei documenti regolatori e riportare tale codice in un file .txt da allegare al file della fattura nell'apposita sezione. Inoltre, è stata integrata la disciplina della bolletta 2.0 prevedendo che nella bolletta sia riportato il numero della correlata fattura elettronica valida ai fini fiscali corredato da un'apposita etichetta esplicativa.

Con riferimento ai documenti regolatori che contabilizzano il servizio di trasporto dell'energia elettrica e di distribuzione del gas naturale, l'unica modalità di collegamento con la fattura elettronica deve essere la generazione di un codice univoco ottenuto applicando un algoritmo di *hash SHA-256* al file digitale dei documenti regolatori da allegare al file della fattura.

Infine, per tutti i soggetti emittenti, è stato introdotto l'obbligo di registrazione e di archiviazione dei documenti regolatori disciplinati dalla regolazione dell'Autorità, per un periodo di almeno dieci anni.

Interventi in tema di crediti non recuperabili relativi agli oneri generali di sistema

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 3 marzo 2017, 109/2017/R/eel, l'Autorità ha emanato, nel periodo oggetto della precedente *Relazione Annuale*, la delibera 1° febbraio 2018, 50/2018/R/eel, con cui è stato istituito un "Meccanismo di riconoscimento dei crediti non recuperabili relativi agli oneri generali di sistema versati dalle imprese distributrici alla CSEA e al GSE a partire dal 1° gennaio 2016" (art. 1); il meccanismo consente

alle imprese distributrici, a fronte di particolari condizioni, di reintegrare i crediti non riscossi e gli altri oneri sostenuti in relazione agli oneri generali di sistema fatturati e non incassati.

Con la delibera 9 luglio 2019, 300/2019/R/eel, l'Autorità è intervenuta sul richiamato meccanismo, a seguito di segnalazioni relative alla prassi adottata dalle imprese distributrici circa la fatturazione degli interessi moratori; gli interessi di mora fatturati sono stati, quindi, esclusi dai crediti oggetto di reintegrazione, prevedendo al contempo una rivalutazione convenzionale dei crediti al saggio degli interessi legali. Tali modifiche hanno rivestito un carattere di urgenza e pertanto, ai sensi della delibera 23 dicembre 2014, 649/2014/A, la loro approvazione non è stata preceduta dalla consueta consultazione preventiva, ma i soggetti interessati hanno potuto comunque presentare memorie e osservazioni, vedendo così garantite le proprie esigenze partecipative. Con la delibera 26 novembre 2019, 495/2019/R/eel, l'Autorità ha successivamente confermato la disciplina approvata in via d'urgenza, limitandone gli effetti, per ragioni equitative, ai soli crediti sorti successivamente alla data della sua entrata in vigore.

Aggiornamento del Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica

Con il documento per la consultazione 10 dicembre 2019, 530/2019/R/eel, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti per gli interventi di modifica al Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica²¹, finalizzati sia a ridurre l'esposizione finanziaria delle imprese distributrici, sia a rafforzare la disciplina delle garanzie.

Con riferimento al contenimento dell'esposizione delle imprese distributrici, l'Autorità ha espresso l'obiettivo di comprimere le tempistiche di risoluzione contrattuale e, di conseguenza, ridurre l'onerosità del sistema di garanzie per gli utenti del trasporto. Le riduzioni per la gestione degli inadempimenti connessi alle fatture di trasporto illustrate nel documento per la consultazione, unitamente a quanto disposto dall'Autorità con la delibera 11 febbraio 2020, 37/2020/R/eel, consentono di diminuire di circa un terzo sia l'esposizione dell'impresa distributtrice, sia l'onerosità del sistema di garanzie per gli utenti.

Con riferimento al rafforzamento del sistema di garanzie, invece, l'Autorità ha *in primis* dimostrato di voler chiarire la condizione di verifica di regolarità dei pagamenti per gli utenti del trasporto, funzionale a quanto indicato nella proposta formulata al Ministro dello sviluppo economico (delibera 16 novembre 2017, 762/2017/I/eel) in merito ai criteri, ai requisiti e alle modalità per l'ammissione nell'Elenco Venditori (si veda la *Relazione Annuale* relativa all'anno 2017), nonché volta a rimodulare in maniera più stringente la cosiddetta soglia di tolleranza in funzione della quale è richiesto agli utenti, da parte delle imprese distributrici, l'adeguamento della garanzia. Inoltre, l'Autorità ha espresso i propri orientamenti circa la prestazione di garanzie cosiddette tradizionali anche per gli utenti che presentano il giudizio di *rating* quale forma di garanzia in caso di un incremento rilevante dei punti di prelievo che determina un aumento dell'esposizione dell'impresa distributtrice. Infine, sempre in tale ottica di rafforzamento, l'Autorità ha previsto di introdurre una procedura specifica nel caso in cui la fideiussione assicurativa possa non ritenersi sufficientemente solida, nonché di ammettere solo le fideiussioni assicurative emesse da istituti assicurativi che detengono uno specifico giudizio di *rating* creditizio.

21 Allegato A alla delibera 4 giugno 2015, 268/2015/R/eel.

Tempi di risoluzione del contratto di dispacciamento e di trasporto

Con il documento per la consultazione 16 ottobre 2019, 412/2019/R/eel, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in merito alla modifica del processo di risoluzione dei contratti di dispacciamento e/o di trasporto nel settore elettrico e la conseguente attivazione del servizio di ultima istanza.

In particolare, nel documento si prevede che, in presenza di una risoluzione del contratto di dispacciamento e/o del contratto di trasporto, l'attivazione del servizio di ultima istanza avvenga dal momento stesso della comunicazione della risoluzione contrattuale al SII da parte di Terna o delle imprese distributrici, azzerando il tempo di risoluzione contrattuale, che attualmente è pari a 17 giorni lavorativi.

L'obiettivo del provvedimento è di minimizzare l'esposizione finanziaria del sistema nei confronti dell'utente per il quale viene risolto il contratto di dispacciamento e/o il contratto di trasporto, attraverso un processo di risoluzione contrattuale più rapido ed efficiente. Questo anche a tutela e a salvaguardia del cliente finale, poiché porterebbe una riduzione degli oneri a suo carico in termini di garanzie prestate a copertura del rischio di inadempienza nei confronti del sistema.

Più nel dettaglio, il documento per la consultazione 412/2019/R/eel ha prospettato l'introduzione delle seguenti misure da implementare nel corso dell'anno 2020:

- risoluzione del contratto di dispacciamento e/o di trasporto con efficacia a decorrere dalla data della comunicazione di Terna o dell'impresa distributtrice al SII. A seguire, il SII, entro due giorni lavorativi, invia ai clienti finali la comunicazione di attivazione del servizio di ultima istanza (causata dalla risoluzione dei contratti di dispacciamento e/o di trasporto), opportunamente rivista al fine di fornire al cliente tutte le informazioni necessarie a orientare le sue scelte;
- attivazione del servizio di ultima istanza con decorrenza dal giorno successivo alla data di efficacia della risoluzione del contratto;
- in caso di attivazione del servizio di salvaguardia, applicazione di condizioni economiche specifiche per un periodo transitorio (che non vada oltre il termine dell'ultimo giorno del mese successivo a quello in cui è avvenuta l'attivazione del servizio), tali da non penalizzare il cliente finale interessato dalla risoluzione del contratto dell'utente; dette condizioni prevedono l'applicazione del parametro *omega* (Ω) pari a zero;
- un meccanismo che compensi gli esercenti la salvaguardia delle differenze tra quanto fatturato ai clienti finali in base alle condizioni economiche specifiche (di cui al precedente punto) e le condizioni economiche normalmente previste per l'erogazione del servizio;
- mantenimento, per il cliente finale, della possibilità di accedere alla procedura di *switching* veloce (cioè l'uscita dal servizio di ultima istanza in qualsiasi giorno del mese) a seguito della sottoscrizione di un nuovo contratto di fornitura.

Qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale

Nel corso del 2019 sono entrate in vigore alcune disposizioni relative al Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV²²), in relazione agli indicatori su cui fondare l'analisi comparativa prevista dall'art. 36, comma 36.4, del medesimo TIQV, al fine di promuovere una maggiore trasparenza dell'attività di vendita nei mercati *retail* dell'energia elettrica e del gas naturale.

Nel 2019 è stata data applicazione a quanto approvato con la delibera 5 dicembre 2018, 623/2018/R/com in tema di indicatori, in esito alla consultazione di operatori e associazioni dei consumatori con il documento 9 ottobre 2018, 493/2018/R/com. In conseguenza di tale delibera:

- all'interno del Rapporto annuale sul trattamento dei reclami e la risoluzione delle controversie sono stati inseriti i quattro indicatori quantitativi (indicatore di reclusività – IRC, indicatore di richieste di informazione – IINFO, indicatore di capacità di risposta ai reclami – ICRC e indicatore di risposta alle richieste di informazione – ICINFO), calcolati con riferimento ai soli clienti del mercato libero;
- sono state confermate, a partire dai dati riferiti all'anno 2019, le modalità di calcolo degli indicatori IRC e IINFO annuali sulla base della media degli indicatori mensili; essi sono calcolati avendo come riferimento il numero dei reclami ricevuti e i clienti finali serviti entro l'ultimo giorno di ciascun mese;
- si è deciso di pubblicare gli indicatori quantitativi, a partire dal 2019, attraverso *cluster* che raggruppino – in ordine esclusivamente alfabetico – operatori con *performance* simili, mettendo a disposizione fogli elettronici interattivi contenenti, per ciascuna impresa, gli indicatori individuali, in modo tale che il cliente possa consultare l'elenco scegliendo facilmente l'operatore che lo interessa;
- è stato confermato che la pubblicazione comparativa degli indicatori di soddisfazione complessiva, riferiti all'indagine di soddisfazione sulla qualità di risposta dei reclami, deve avvenire attraverso *cluster* non anonimi con raggruppamento degli operatori con *performance* similari, ed è stato previsto che, a partire dai dati riferiti al 2019, l'indagine di soddisfazione sia svolta separatamente per i clienti del mercato tutelato e del mercato libero;
- i risultati dell'indagine di soddisfazione relativa alle risposte alle richieste scritte di informazione devono essere utilizzati ai soli fini di monitoraggio e i dati individuali raggruppati in *cluster* non vanno pubblicati.

Inoltre, con riferimento ai dati comunicati dai venditori relativi all'anno solare 2019, è stata data applicazione ad alcune disposizioni volte a efficientare e rendere più completo il monitoraggio della qualità dei servizi di vendita, assicurando la disponibilità di elementi di confronto anche in relazione ai risultati del Rapporto di monitoraggio *retail*²³. In particolare:

- con la delibera 2 agosto 2018, 416/2018/R/com, l'articolazione della tipologia "cliente finale gas alimentato in bassa pressione" è stata ripartita, in conformità a quanto previsto dall'art. 2, comma 2.3, del TIVG²⁴, in "domestico", "condominio con uso domestico", "attività di servizio pubblico" e "usi diversi";
- con la delibera 5 dicembre 2018, 623/2018/R/com, il calcolo degli indicatori IRC e IINFO annuali è stato

22 Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

23 In tale Rapporto sono rendicontati gli esiti dell'attività di monitoraggio di cui al Testo integrato del sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale (TIMR), approvato con la delibera 3 novembre 2011, ARG/com 151/11. Per il 2018, si veda il Rapporto 10 dicembre 2019, 527/2019/I/com.

24 Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane, allegato A alla delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09.

basato sulla media degli indicatori mensili, calcolati avendo come riferimento il numero dei reclami ricevuti e i clienti finali serviti entro l'ultimo giorno di ciascun mese.

Smart meter 2G: configurazione e funzionalità

Mentre prosegue il *roll-out* dei misuratori di e-distribuzione, altre imprese intendono iniziare con i propri piani; di conseguenza, con la delibera 16 luglio 2019, 306/2019/R/eel, l'Autorità, nel rivedere le disposizioni per la messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G (PMS2) elettrici e le direttive per il riconoscimento dei relativi costi, ha aggiornato le definizioni dei livelli attesi di *performance* del sistema 2G e le tempistiche di messa a regime, oggetto del criterio C-1.01 di cui all'allegato alla delibera 8 marzo 2016, 87/2016/R/eel. In particolare, l'Autorità ha inteso estendere a tutte le imprese distributrici la disposizione già prevista in sede di approvazione del PMS2 di e-distribuzione, prevedendo, in particolare, che la messa a regime di ciascuna cabina MT/BT ricompresa in un territorio "significativamente rilevante", a partire dal momento di messa a regime della prima cabina del medesimo territorio, avvenga al più entro 180/240 giorni per ciascun comune, in funzione del numero di punti di fornitura, fissando il termine più alto per i comuni con più di 10.000 punti.

Con la delibera 15 ottobre 2019, 409/2019/R/eel, nell'ambito delle determinazioni relative all'eventuale "versione 2.1" dei misuratori 2G di cui si è riferito in precedenza, l'Autorità ha, infine, ritenuto opportuno procedere a implementare i requisiti di funzionalità originariamente previsti dalla delibera 87/2016/R/eel. In particolare, sono state previste la memorizzazione e la visualizzazione a *display* delle cosiddette letture di rimozione per un periodo pari a 26 mesi e 15 giorni, al fine di contemperare due diverse esigenze: da un lato, tenere conto delle disposizioni in tema di prescrizione biennale di cui alla legge di bilancio 2018 e, dall'altro, non causare un appesantimento e quindi difficoltà di utilizzo del *display* lasciando visualizzati per un tempo troppo lungo i valori destinati a obsolescenza. L'opzione ha raccolto generale condivisione da parte degli operatori che hanno partecipato alla consultazione avviata con il documento 245/2018/R/eel, di cui si è dato conto nella precedente *Relazione Annuale*.

Smart meter gas: regolazione degli output della misura

Con il citato documento per la consultazione 26 novembre 2019, 487/2019/R/gas (si veda in proposito il Capitolo 4 del presente Volume), l'Autorità – oltre a condividere i propri orientamenti in merito all'eventuale aggiornamento degli obblighi di messa in servizio degli *smart meter* gas, nonché alla revisione dei criteri di riconoscimento dei costi con efficacia dal 2020 e di regolazione tariffaria del servizio di misura nel periodo 2023-2025 – ha prospettato l'introduzione di disposizioni al fine di incrementare la frequenza con cui viene raccolta la misura e vengono messi a disposizione del SII i relativi dati e di rivedere la regolazione della *performance* del servizio di misura del gas naturale.

Con il documento 487/2019/R/gas l'Autorità ha, infatti, delineato specifiche disposizioni per gli *smart meter* gas, manifestando la volontà di differenziarne la disciplina rispetto a quanto disposto con riferimento ai misuratori di tipo tradizionale. In particolare, è stato proposto che la frequenza minima di raccolta della misura per gli *smart meter* di classe G4 e G6 sia incrementata e diventi almeno bimestrale per i PdR con consumo annuo sino

a 5.000 S(m³), in coerenza con quanto già suggerito nel documento per la consultazione 13 novembre 2018, 570/2018/R/com (nell'ambito del procedimento finalizzato a individuare regole per permettere al cliente finale di esercitare la prescrizione delle fatturazioni contenenti ricalcoli corrispondenti a periodi precedenti di più di due anni) e nell'ottica di avvicinarsi all'obiettivo di medio termine di raccolta della misura con frequenza mensile ed eventualmente di dettaglio giornaliero. L'Autorità ha, altresì, prospettato di non modificare le disposizioni in merito alla frequenza di raccolta della misura per i misuratori tradizionali.

Inoltre, l'Autorità ha manifestato il proposito di far decorrere l'obbligo di frequenza minima bimestrale di raccolta della misura per gli *smart meter* a partire dalla loro installazione, superando quindi il lasso temporale che può eventualmente emergere tra il momento dell'installazione e l'effettiva messa in servizio; in aggiunta, l'Autorità ha anche stabilito di confermare quanto attualmente previsto in merito alla trasmissione al SII entro il sesto giorno del mese successivo anche per gli *smart meter*, per i quali si prevede una frequenza di lettura bimestrale.

Per quanto riguarda la revisione della regolazione degli indennizzi per mancata *performance* del servizio di misura, gli orientamenti dell'Autorità hanno riguardato:

- la possibilità che le imprese di distribuzione riconoscano indennizzi ai clienti finali – per il tramite dei venditori – in caso di mancata lettura effettiva dei misuratori per due bimestri consecutivi, similmente a quanto previsto per il settore elettrico;
- la ridefinizione, in coerenza con quanto sopra, dell'ammontare unitario degli indennizzi ai clienti finali;
- la previsione di specifiche cause di esclusione dell'erogazione degli indennizzi automatici per gli *smart meter*, con riferimento all'informazione *ex ante* al cliente finale, specifica e individuale, in merito al tentativo di raccolta, oggetto delle già citate previsioni dell'Autorità contenute nel documento per la consultazione 570/2018/R/com.

Infine, per quanto riguarda la trasparenza verso il cliente finale sulla *performance* della misura, nel documento per la consultazione in commento è stato previsto che il Portale Consumi metta a disposizione del cliente finale anche l'informazione relativa all'installazione e alla messa in servizio degli *smart meter* gas, così come avviene già per il settore elettrico, e che nella prima bolletta inviata sia indicato specificatamente che essa contiene consumi rilevati dallo *smart meter*.

Aggiornamento dei processi del Sistema informativo integrato

Energia elettrica

Modifica alla disciplina dello *switching*

Con la delibera 26 giugno 2019, 272/2019/R/eel, l'Autorità ha adottato le disposizioni funzionali all'estensione della verifica *ex ante* del valore di potenza media annua (PMA) con riferimento alle richieste di *switching* presentate da ciascun utente del dispacciamento. Il principale obiettivo del provvedimento è minimizzare per

il sistema il rischio derivante da una copertura non adeguata dell'esposizione finanziaria da parte degli utenti del dispacciamento nei confronti di Terna, al fine di assicurare la stabilità e il buon funzionamento del mercato elettrico a beneficio e tutela dei clienti finali.

A questo scopo, l'Autorità ha introdotto un controllo *ex ante* definito sulla base della verifica di congruità del livello della garanzia prestata a Terna da parte dell'utente del dispacciamento, in relazione al mercato che l'utente intende servire e per il quale si appresta a presentare richiesta di *switching*. Ciascun utente del dispacciamento potrà, infatti, presentare richiesta di *switching* esclusivamente per i punti di prelievo per i quali sia stata preventivamente prestata garanzia a Terna e la cui acquisizione, pertanto, non comporti per l'utente il superamento della capacità massima del proprio contratto di dispacciamento in prelievo.

La delibera 272/2019/R/eel ha fatto seguito al documento per la consultazione 5 marzo 2019, 84/2019/R/eel, con il quale l'Autorità ha illustrato in dettaglio i propri orientamenti in merito sia all'estensione del controllo preventivo in fase di richiesta di *switching* sulla PMA potenziale, sia agli aspetti tecnici e informativi correlati alla corretta implementazione del processo di verifica.

In particolare, la delibera 272/2019/R/eel prevede che:

- con riferimento agli aspetti relativi al calcolo della PMA e alla modalità di messa a disposizione dei dati:
 - a) sia associato un nuovo dato a ciascun punto di prelievo nell'ambito del Registro centrale ufficiale (RCU), che individui il valore di PMA del punto di prelievo, espresso in MW;
 - b) il valore di PMA per ciascun punto di prelievo attivo sia determinato con frequenza diversa in base alla potenza impegnata del punto di prelievo (annuale per i punti con potenza inferiore a 30 kW, quadrimestrale per gli altri);
 - c) sia esplicitata e formalizzata la formula utilizzata dal SII per il calcolo della PMA di ciascun punto di prelievo;
 - d) il SII renda disponibili modalità evolute di consultazione dei valori di PMA che consentano all'utente, con riferimento a ciascun giorno, di avere evidenza della propria PMAU, nonché del dettaglio del valore di PMA per ciascun punto di prelievo;
 - e) il SII renda disponibile agli utenti una modalità di verifica del valore di PMA dei punti di prelievo per i quali l'utente abbia presentato richiesta di *switching* con data di decorrenza anche non coincidente con il primo giorno del mese immediatamente successivo alla richiesta, entro un limite di 12 mesi, al fine di consentire all'utente di valutare la congruità delle garanzie prestate;
 - f) sia inserita nell'ambito del servizio di *pre-check* l'informazione relativa al valore di PMA associato al punto di prelievo;
- con riferimento al valore di PMAU MAX determinato da Terna sulla base delle garanzie prestate dall'utente del dispacciamento:
 - a) Terna pubblichi la metodologia utilizzata per correlare il valore finanziario delle garanzie prestate dall'utente del dispacciamento al suo equivalente in MW ai fini della determinazione del valore di PMAU MAX per ciascun utente. Tale metodologia dovrà essere preventivamente approvata dall'Autorità;
 - b) Terna renda disponibile agli utenti una modalità evoluta di consultazione del valore della propria PMAU MAX e definisca con il Gestore del SII le modalità di comunicazione giornaliera al SII dei medesimi valori;
- con riferimento alla verifica del valore di PMA in fase di richiesta di *switching*:
 - a) il SII tenga conto delle richieste di *switching* "in uscita";
 - b) al fine di tenere conto degli *switching* in uscita, il SII effettui la verifica in un momento successivo al controllo di ammissibilità della richiesta di *switching*, ma entro il medesimo termine previsto; a seguito della verifica,

in caso di esito negativo, il SII deve notificare all'utente l'annullamento dello *switching* con una causale specifica affinché l'utente, se nei tempi, possa integrare la garanzia nei confronti di Terna e ripresentare la richiesta di *switching* al SII;

- c) qualora la richiesta di *switching* faccia riferimento a una data di decorrenza relativamente lontana nel tempo, almeno pari al primo giorno del terzo mese successivo alla data della richiesta, ai fini della verifica della PMA, il SII effettui la verifica il primo giorno del secondo mese antecedente la data di decorrenza della richiesta di *switching*;
- d) sia prevista l'introduzione di una fascia di tolleranza, pari al 10% del valore di PMAU MAX, entro cui la richiesta di *switching* venga accettata dal SII; il valore potrà essere rivisto con successivo provvedimento sulla base delle evidenze che emergeranno nei primi mesi di applicazione della verifica della PMA;
- e) nel caso in cui una richiesta di *switching* relativa a più punti di prelievo comporti il superamento del valore soglia individuato dal valore di PMAU MAX con l'aggiunta della fascia di tolleranza, il SII proceda ad accogliere le richieste in ordine di presentazione fino al raggiungimento del valore consentito all'utente.

Riguardo alle tempistiche prospettate, il provvedimento ha stabilito che:

- il SII effettui la verifica della PMA sulle richieste di *switching* presentate a partire dal 1° aprile 2020;
- il SII effettui il primo calcolo della PMA per tutti i punti di prelievo entro il 31 gennaio 2020 e, al fine di consentire agli utenti la verifica della congruità e la calibrazione delle garanzie prestate a Terna, renda disponibile a Terna il valore di PMAU per ciascun utente e agli utenti il valore di PMAU nonché il dettaglio per punto di prelievo.

Successivamente, con la delibera 27 novembre 2019, 494/2019/R/eel, l'Autorità ha approvato la nota metodologica trasmessa da Terna, redatta in coerenza con le disposizioni previste dal vigente Regolamento del sistema di garanzie di Terna e in linea con l'obiettivo di garantire il sistema e i clienti finali rispetto alle conseguenze economiche di possibili *default* degli operatori della vendita, nonché la solidità e l'affidabilità del processo di *switching*.

Semplificazione e centralizzazione dei flussi informativi per la misura e lo *switching*

Con la delibera 19 novembre 2019, 479/2019/R/eel, l'Autorità ha approvato la razionalizzazione dei flussi informativi inerenti ai dati tecnici e di misura dei punti di prelievo e ai dati funzionali alla gestione del cambio di fornitore, nonché l'introduzione di un servizio informativo sui dati tecnici per le controparti commerciali nell'ambito del SII.

In sintesi, la delibera 479/2019/R/eel ha previsto due linee di intervento, entrambe focalizzate sulla disponibilità delle informazioni relative ai dati tecnici e di misura afferenti alla totalità dei punti di prelievo in maniera codificata e centralizzata nell'ambito del SII:

- il primo intervento, incentrato sulla semplificazione e sulla razionalizzazione dei flussi informativi inerenti ai dati tecnici e di misura dei punti di prelievo e ai dati funzionali alla gestione del cambio di fornitore, prevede:
 - a) l'estensione a tutti i punti di prelievo dei nuovi flussi informativi, attualmente in uso esclusivamente con riferimento ai punti di prelievo dotati di *smart meter* 2G. Tale estensione, senza distinzione in base alla tipologia di misuratore, completa così il percorso di ottimizzazione della gestione centralizzata dei dati di misura e dei dati tecnici, garantendo un miglioramento nell'amministrazione operativa dei dati da parte di

tutti gli operatori interessati e una maggiore affidabilità nell'allineamento dei dati contenuti nel Registro centrale ufficiale (RCU) del SII;

- b) che le imprese distributrici non debbano più rendere disponibili i flussi informativi relativi ai dati funzionali all'inizio della fornitura e ai dati storici di misura; in caso di cambio di fornitore, queste informazioni verranno messe a disposizione direttamente dal SII sulla base dei dati contenuti nell'RCU;
- c) la messa a disposizione da parte del SII dei predetti dati secondo modalità che – rispetto a quelle in uso – consentano al nuovo utente di ricevere i dati storici relativi anche al mese precedente l'inizio della fornitura; ciò garantisce un'uniformità di trattamento per tutti gli utenti, valorizzando i dati ufficiali nella disponibilità del SII (tale previsione è resa possibile dall'estensione del contenuto informativo dell'RCU, stabilita dalla delibera 18 dicembre 2015, 628/2015/R/eel, e dalla centralizzazione della messa a disposizione dei dati di misura nel SII, definita dalla delibera 4 agosto 2017, 594/2017/R/eel);
- il secondo intervento prevede l'implementazione, nell'ambito del SII, del servizio informativo di messa a disposizione delle informazioni riguardanti i dati tecnici relativi alla tipologia di misuratore installato, allo stato di messa a regime e al trattamento del punto di prelievo ai sensi del TIS.

Quest'ultimo servizio si rende necessario in quanto la presenza di un sistema *smart meter* 2G presso un punto di prelievo può consentire al cliente finale di accedere a offerte personalizzate (abilitate proprio dalla tipologia di misuratore) proposte da un fornitore diverso dal proprio che, tuttavia, attualmente ha la possibilità di conoscere la tipologia di misuratore presente sul punto di prelievo solo all'attivazione della fornitura, dopo la sottoscrizione del contratto da parte del cliente.

A tale fine è stato istituito il servizio informativo di messa a disposizione dei dati tecnici, per gli utenti accreditati al SII in qualità di controparti commerciali; l'accesso a tale servizio può essere effettuato in qualsiasi momento, per consentire la formulazione di proposte commerciali personalizzate dedicate ai clienti finali.

Con riferimento alle tempistiche, la delibera 479/2019/R/eel prevede che i nuovi flussi informativi trovino applicazione con riferimento a tutti i punti di prelievo a decorrere dal 1° agosto 2020 e che i flussi informativi per la messa a disposizione dei dati funzionali all'inizio della fornitura e dei dati storici di misura, sulla base dei dati nella disponibilità del SII, trovino applicazione a partire dagli *switching* aventi decorrenza dal 1° settembre 2020.

Gas

Disposizione in materia di flussi informativi relativi alla misura

Con la delibera 27 giugno 2019, 271/2019/R/gas, l'Autorità ha completato la definizione del processo di messa a disposizione al SII dei dati tecnici e anagrafici dei punti di riconsegna e dei dati di misura, modificando al contempo gli standard di comunicazione.

In particolare, le disposizioni contenute nel provvedimento hanno consentito la razionalizzazione dei flussi informativi, attualmente definiti dalle Istruzioni operative per il settore del gas, riguardanti:

- i dati tecnico-anagrafici del gruppo di misura;

- le letture rilevate anche in occasione di prestazioni tecniche e commerciali (in questo modo viene, pertanto, estesa al SII la centralizzazione di tali dati).

L'estensione della centralizzazione consente, inoltre, al SII di determinare il parametro indicatore del prelievo annuo (CAPdR) nell'ambito delle attività di *settlement*.

Con riferimento alle modalità di implementazione, il provvedimento ha previsto che il Gestore del SII pubblicasse, entro il 9 agosto 2019, le Specifiche tecniche afferenti ai seguenti tracciati:

- tracciato per la messa a disposizione dei dati tecnico-anagrafici, dei dati di misura in occasione della sostituzione del misuratore, dei dati tecnici del gruppo di misura modificati a seguito di ulteriori interventi tecnici;
- tracciato per la messa a disposizione dei dati di misura periodici rilevati ai sensi del Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale (TIVG), degli esiti di validazione delle autoletture, dei dati di misura rilevati in occasione di *switching* o voltura e delle prestazioni tecniche in esito alle quali è prevista la rilevazione del dato di misura;
- tracciato per la messa a disposizione delle rettifiche ai dati di misura di cui sopra.

Per quanto riguarda le tempistiche, l'inizio dell'operatività dei suddetti tracciati è stata fissata al 1° febbraio 2020.

A seguito della pubblicazione della delibera 271/2019/R/gas, sulla base delle richieste pervenute in particolare da un'associazione di operatori del settore del gas, con la delibera 27 novembre 2019, 493/2019/R/gas, l'Autorità ha aggiornato le disposizioni relative alla messa a disposizione al SII dei dati di misura e dei dati tecnici dei punti di riconsegna.

In particolare, con quest'ultima delibera l'Autorità:

- ha accolto la richiesta di differimento al 1° giugno 2020 del termine di entrata in operatività in precedenza fissato al 1° febbraio 2020, per evitare l'insorgere di criticità con riferimento a un'attività di cruciale importanza per il buon funzionamento del mercato, nel periodo dell'anno in cui si concentrano gran parte dei consumi di gas naturale, con conseguenti potenziali ripercussioni sui clienti finali;
- ha previsto di non modificare le attuali modalità di gestione delle prestazioni tecniche, al fine di completare gli interventi di riforma dei processi commerciali che impattano sul cliente finale, in particolare quelli relativi alle attività di attivazione/disattivazione/sospensione della fornitura e di gestione delle procedure di intervento in caso di morosità, approfondendo nell'ambito del Gruppo di lavoro (Gruppo di lavoro con le associazioni dei distributori, dei venditori e dei grossisti di gas istituito con la delibera 18 dicembre 2006, 294/06) le modalità operative funzionali a consentire una gestione centralizzata delle prestazioni tecniche efficiente per tutti i soggetti coinvolti e che, *in primis*, non comporti disservizi nei confronti dei clienti finali.

Disposizioni funzionali all'associazione dell'utente del bilanciamento ai punti di riconsegna della rete di distribuzione

Con la delibera 8 febbraio 2018, 72/2018/R/gas, l'Autorità ha introdotto la riforma della disciplina del *settlement* gas volta ad assicurare l'efficiente erogazione dei servizi di bilanciamento e di trasporto del gas naturale, a partire dal 1° gennaio 2020. Nell'ambito di tale riforma, con riferimento alla gestione della filiera dei rapporti commerciali,

la delibera 16 aprile 2019, 155/2019/R/gas ha definito le disposizioni funzionali all'esecuzione del processo di aggiornamento della relazione di corrispondenza tra utente del bilanciamento e punto di riconsegna presente nel contratto di distribuzione di ciascun utente della distribuzione, nell'ambito del SII.

In particolare, la delibera 155/2019/R/gas (che fa seguito ai documenti per la consultazione 14 ottobre 2016, 570/2016/R/gas, 20 luglio 2017, 544/2017/R/com, 3 agosto 2017, 590/2017/R/gas e 1° marzo 2018, 114/2018/R/gas) ha previsto che:

- la data di decorrenza dell'aggiornamento della relazione di corrispondenza tra utente del bilanciamento e punto di riconsegna debba coincidere con il primo giorno del mese (in analogia con quanto attualmente previsto relativamente al processo di *switching*), a eccezione dei casi di attivazione o disattivazione di un punto di riconsegna nel corso del mese;
- la richiesta di aggiornamento della relazione di corrispondenza debba essere trasmessa dall'utente della distribuzione al SII entro il giorno 10 del mese antecedente la data di decorrenza;
- l'utente del bilanciamento possa dissociarsi dai punti di riconsegna per i quali è presente una relazione di corrispondenza e confermare o meno una relazione di corrispondenza proposta dall'utente della distribuzione attraverso il SII;
- il SII, per ciascuna richiesta di associazione dell'utente del bilanciamento a un punto di riconsegna, verifichi che la capacità di trasporto convenzionale complessiva risultante dall'associazione del punto di riconsegna all'utente del bilanciamento non ecceda il limite di capacità consentita all'utente in relazione alle garanzie presentate. Con successivo provvedimento, l'Autorità definirà tutte le disposizioni di dettaglio funzionali a consentire tale verifica;
- transitoriamente, fino all'implementazione del processo di verifica sul limite di capacità descritto al punto precedente, il SII e il responsabile del bilanciamento definiscano gli scambi informativi automatizzati funzionali a consentire al SII di verificare l'associabilità dell'utente del bilanciamento al punto di riconsegna;
- in caso di assenza di una relazione di corrispondenza valida, il SII comunichi le informazioni relative al punto di riconsegna al responsabile del bilanciamento e alle altre imprese di trasporto, al fine di attivare il servizio di *default* di trasporto a partire dal primo giorno del mese successivo, o dalla data di decorrenza dell'attivazione del punto di riconsegna, in caso di nuova attivazione;
- in caso di attivazione del servizio di *default* di trasporto per assenza di una relazione di corrispondenza, vengano applicate disposizioni analoghe a quanto previsto nei casi di risoluzione anticipata del contratto di trasporto: qualora l'utente della distribuzione non individui un nuovo utente del bilanciamento, l'impresa di distribuzione risolve anticipatamente il contratto di distribuzione per perdita dei requisiti dell'accesso e il SII attiva i servizi di ultima istanza.

Meccanismo dei Titoli di efficienza energetica (TEE)

Avvio del procedimento di revisione del contributo tariffario

Accogliendo il ricorso di un'impresa di distribuzione, con la sentenza del TAR Lombardia n. 2538/2019, il giudice amministrativo ha ritenuto fondata la censura rivolta nei confronti della disposizione del decreto interministeriale 10 maggio 2018 (di modifica e aggiornamento del decreto interministeriale 11 gennaio 2017), nella parte in cui fissava un valore massimo del contributo tariffario da erogare ai distributori adempienti ai propri obblighi di risparmio energetico pari a 250 €/TEE. Ciò in quanto la materia avrebbe dovuto rientrare nelle competenze dell'Autorità, cui è assegnata la definizione dei criteri per la determinazione di tale contributo.

La sentenza ha, quindi, determinato la caducazione *in parte qua* del decreto interministeriale e, di conseguenza, l'annullamento delle delibere dell'Autorità 27 settembre 2018, 487/2018/R/efr – che ha definito i criteri per la determinazione del contributo tariffario partendo dalla fissazione del *cap* da parte del decreto – e 28 maggio 2019, 209/2019/R/efr (limitatamente alle modifiche che essa ha apportato alla precedente delibera 487/2018/R/efr).

Nel periodo oggetto della presente *Relazione*, in esecuzione della sentenza, con la delibera 10 dicembre 2019, 529/2019/R/efr, è stato, quindi, necessario avviare un procedimento per la nuova definizione dei criteri di determinazione del contributo tariffario riconosciuto, al fine di ripristinare un quadro regolatorio certo, necessario per un corretto svolgimento del mercato dei TEE, a valere per gli anni d'obbligo a partire dal 2018. Con la delibera sono state da subito confermate le disposizioni relative alle modalità di verifica ed erogazione del contributo in acconto per i distributori che avessero usufruito della possibilità di ottemperare a parte del proprio obiettivo di risparmio energetico nel mese di novembre 2019.

Nell'ambito del procedimento avviato, con il documento per la consultazione 20 febbraio 2020, 47/2020/R/efr, sono stati condivisi gli orientamenti dell'Autorità, di cui si darà esito nella *Relazione* del prossimo anno.

Ulteriori attività assegnate all'Autorità

Nel periodo in esame nella presente *Relazione*, l'Autorità ha approvato diversi provvedimenti necessari per il completo svolgimento dei mercati di scambio dei TEE, amministrati dal Gestore dei mercati energetici (GME), e, più in generale, nell'ambito delle competenze assegnate dal legislatore. In particolare:

- con la citata delibera 209/2019/R/efr – oltre a una modifica della quantità di titoli scambiati tramite accordi bilaterali utilizzata nell'ambito delle regole del contributo tariffario, come anticipato – sono state approvate le modalità proposte dal Gestore dei servizi energetici, in attuazione delle disposizioni dell'art. 14-*bis*, commi 6 e 8, del decreto interministeriale 11 gennaio 2017, in materia di titoli di efficienza energetica non corrispondenti a progetti;

- con la delibera 25 giugno 2019, 273/2019/R/efr, è stato approvato l'aggiornamento del Regolamento delle transazioni bilaterali dei titoli di efficienza energetica, predisposto dal GME e reso necessario al fine di tenere conto delle modifiche alle regole del contributo citate al punto precedente;
- con la delibera 3 dicembre 2019, 502/2019/R/efr, sono stati infine approvati, come di consueto, i corrispettivi, relativi all'anno 2020, per il funzionamento dei mercati organizzati e delle piattaforme di registrazione degli scambi dei titoli di efficienza energetica gestiti dal GME.

Nell'ambito del procedimento di avvio per la nuova definizione dei criteri di determinazione del contributo tariffario riconosciuto di cui alla delibera 529/2019/R/efr (oggetto del precedente sottoparagrafo), l'Autorità ha ritenuto necessario confermare – oltre agli aspetti della delibera 487/2018/R/efr, di cui si è già data notizia – anche l'approvazione delle regole di funzionamento del mercato dei titoli di efficienza energetica, già disposta con la delibera 9 ottobre 2018, 501/2018/R/efr, e del Regolamento delle transazioni bilaterali dei titoli di efficienza energetica, di cui sopra, in quanto non investiti dalla richiamata sentenza del TAR Lombardia e al fine di ripristinare un quadro regolatorio certo, per quanto allora possibile.

Monitoraggio retail

Il decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, in attuazione delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, ha stabilito che l'Autorità effettui il monitoraggio dei mercati al dettaglio, con riferimento sia al settore elettrico sia al settore del gas naturale. Tale attività è stata avviata dall'Autorità, per entrambi i settori del mercato della vendita alla clientela di massa, con il Testo integrato del sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale (TIMR). Con riferimento all'anno 2018, il Rapporto 10 dicembre 2019, 527/2019/I/com, illustra i principali esiti dell'attività di monitoraggio, descrivendone, ove possibile, l'evoluzione dei fenomeni rilevanti nei primi sette anni di svolgimento (2012-2018). Coerentemente con i Rapporti precedenti, il Rapporto 2018 analizza i dati raccolti in materia di:

- struttura dell'offerta e delle dinamiche concorrenziali nel settore della vendita alla clientela di massa;
- frequenza con cui i clienti cambiano il fornitore (*switching*) o rinegoziano il proprio contratto con il fornitore attuale;
- processi e meccanismi organizzativi a supporto del funzionamento del mercato della vendita;
- morosità, come valutata dall'analisi delle richieste di sospensione della fornitura e su indicatori di tipo economico, quali le fatture e gli importi non pagati.

I risultati dell'attività di monitoraggio *retail* per l'anno 2018, in primo luogo, confermano per i clienti nel settore media tensione – altri usi l'assenza di specifiche criticità rilevanti. In particolare, l'aumento della concentrazione è limitato e la dinamicità dei clienti è sostenuta. Pertanto, anche per tale anno, è possibile affermare che il funzionamento del mercato, con riferimento al segmento di clienti in media tensione – altri usi, non richiede interventi regolatori specifici.

Per i clienti allacciati al servizio bassa tensione – altri usi le evidenze circa le dinamiche concorrenziali e la struttura del mercato della vendita mostrano, da un lato, alcuni incoraggianti segnali di vivacità, ma, dall'altro, anche aspetti che richiedono ulteriori verifiche. Nelle attività di monitoraggio a venire, pertanto, si dedicherà

particolare attenzione a tali ultimi risultati, anche al fine di poterne trovare conferma con ulteriori riscontri, con particolare riferimento all'evoluzione dei livelli di concentrazione e alla dinamicità dei clienti finali.

Per contro, nonostante i segnali di miglioramento emersi in relazione ai clienti domestici, nel settore elettrico, e ai clienti domestici e ai condomini a uso domestico, nel settore del gas naturale, le criticità che storicamente caratterizzano tali segmenti di mercato, e che tuttora permangono, suggeriscono maggiore attenzione nel processo di accompagnamento, anche regolatorio, verso la completa liberalizzazione del mercato. Nel dettaglio, va posta particolare attenzione, in primo luogo, agli alti livelli di concentrazione e al permanere del vantaggio competitivo in capo agli esercenti i servizi tutela. Altri elementi suscettibili di essere approfonditi nell'attività a venire sono:

- gli impatti sui prezzi finali della maggiore differenziazione dell'offerta riscontrata nel segmento della clientela domestica rispetto a quella non domestica;
- le modalità con cui le variazioni dei prezzi di approvvigionamento nei mercati all'ingrosso possono o meno essere trasferite nelle offerte a disposizione dei clienti finali nei mercati a valle e nei prezzi pagati dai clienti.

Per entrambi i settori, gli elementi sopra riportati, relativi alla configurazione dei mercati e alla difficoltà dei clienti finali a orientarsi tra le offerte presenti nel libero mercato, devono essere tenuti in opportuna considerazione nel percorso di completa liberalizzazione previsto dalla legge n. 124/2017, che prevede la rimozione dei regimi di tutela, come illustrato nei paragrafi introduttivi del presente Capitolo. Ciò al fine di evitare che nel prossimo contesto di totale liberalizzazione i clienti non riescano a cogliere completamente l'occasione di beneficiare di tutte le opportunità offerte dal mercato libero.

Infine, ricordiamo che il sistema di monitoraggio *retail* ha continuato a evolversi in modo da sfruttare le potenzialità del SII in maniera sempre più ampia e completa. In tale ambito, con la delibera 7 maggio 2019, 173/2019/A, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato a:

- ampliare e aggiornare i fenomeni monitorati, anche in ragione degli importanti cambiamenti che si stanno attuando nei mercati *retail* dell'energia e del gas naturale;
- incrementare il dettaglio delle informazioni disponibili;
- definire nuove modalità di pubblicazione e reportistica, che consentano maggiore tempestività e fruibilità dei dati monitorati;
- alleggerire gli oneri informativi a carico degli operatori;
- in coerenza con quanto sopra, riorganizzare le attività e le strutture preposte al monitoraggio *retail*, in considerazione della crescente importanza e della significatività delle informazioni rinvenienti dal SII, anche in modo da sfruttare appieno il potenziale informativo del SII e ridurre gli oneri informativi a carico degli operatori, anche per quanto riguarda i dati e le informazioni funzionali allo svolgimento di ulteriori attività istituzionali dell'Autorità.

Inoltre, si rafforza l'utilizzo dei dati estratti dal SII anche nell'ambito di attività di *enforcement* della regolazione.

Rapporto annuale sul trattamento dei reclami e la risoluzione delle controversie

Il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV) prevede che l'Autorità pubblichi annualmente un Rapporto sul trattamento dei reclami e la risoluzione delle controversie. Il Rapporto delinea il quadro articolato di misure interconnesse che concorrono alla tutela del cliente finale nella fase in cui sperimenta un disservizio.

Il Rapporto è basato sui dati comunicati annualmente:

- dai venditori, in relazione a reclami scritti, richieste scritte di informazioni, rettifiche di fatturazione e doppia fatturazione, nonché al numero di indennizzi automatici corrisposti ai clienti nei casi di mancato rispetto degli standard specifici di qualità fissati dall'Autorità;
- dalle imprese di distribuzione, in relazione a reclami scritti, richieste scritte di informazioni ricevute dai clienti finali e richieste di dati ricevute dai venditori e finalizzate alle risposte ai reclami, nonché agli indennizzi automatici corrisposti ai clienti nei casi di mancato rispetto degli standard fissati dall'Autorità;
- dallo Sportello per il consumatore energia e ambiente (Sportello), dal Servizio conciliazione e dagli organismi alternativi al Servizio conciliazione per l'esperimento del tentativo obbligatorio di conciliazione nei settori energetici, fra i quali gli organismi ADR (*Alternative Dispute Resolution*) iscritti nell'Elenco istituito dall'Autorità ai sensi dell'art. 141-*decies* del Codice del consumo.

Il Rapporto contiene, inoltre, i risultati dell'indagine di *customer satisfaction* sulla qualità delle risposte ai reclami scritti, di cui all'art. 38 del TIQV, che viene effettuata intervistando i clienti dei venditori con più di 50.000 clienti serviti che risultano essere destinatari di una risposta scritta.

Nel 2019 sono stati pubblicati due Rapporti. Con il Rapporto 19 febbraio 2019, 54/2019/I/com, relativo ai dati di qualità della vendita del 2017, si è data attuazione alla delibera 5 dicembre 2018, 623/2018/R/com. Tale provvedimento ha definito le modalità di pubblicazione comparativa, nel Rapporto annuale, degli indicatori riferiti a reclami e richieste di informazione (indicatore di reclusività – IRC, di richiesta di informazioni – IINFO, di capacità di risposta ai reclami – ICRC e di capacità di risposta alle richieste di informazione – ICINFO²⁵), nonché le modalità di calcolo e pubblicazione degli indici di *customer satisfaction* sulle risposte ricevute dai clienti finali in relazione a un reclamo o a una richiesta di informazione, integrando gli artt. 38 e 39 del TIQV.

La medesima delibera ha anche previsto un percorso graduale di attuazione per la pubblicazione degli indicatori in base a *cluster* (ovvero gruppi omogenei) definiti per similarità di *performance* e per dimensione aziendale, esclusivamente per i venditori del mercato libero; a partire dai dati relativi all'anno 2018, è stata prevista l'indicazione nominativa delle imprese presenti all'interno di ciascun *cluster*.

Gli indicatori di *performance* sono stati calcolati, come previsto dall'art. 39 del TIQV, solo per il mercato libero e sono riferiti separatamente ai clienti domestici e non domestici elettrici alimentati in bassa tensione e ai clienti del gas alimentati in bassa pressione. Sono stati, poi, individuati gruppi omogenei per *performance* – ricorrendo

²⁵ Per un'analisi più approfondita delle modalità di calcolo degli indicatori, si vedano le appendici 1 e 2 del Rapporto 19 febbraio 2019, 54/2019/I/com, relativo all'anno 2017.

a una metodologia basata sul concetto statistico di quantile²⁶ – che permetteranno di confrontare i risultati anno per anno, senza il rischio che i gruppi diventino meno significativi oppure obsoleti a causa di una diversa distribuzione dei dati nel tempo. Benché non siano state individuate differenze statisticamente significative in relazione alla dimensione aziendale, si è ritenuto comunque opportuno – considerati l'elevato numero di imprese interessate e l'ampia variazione dimensionale tra imprese, e anche con l'obiettivo di facilitare la consultazione del Rapporto da parte dei clienti finali – individuare tre fasce di riferimento (1-5.000 clienti, > 5.000-50.000 clienti e > 50.000 clienti)²⁷ e dare separata evidenza ai venditori che hanno dichiarato di non aver ricevuto reclami o richieste di informazioni, per i quali, pertanto, IRC e IINFO sono risultati pari a 0²⁸.

Nel Rapporto 30 luglio 2019, 331/2019/I/com, sono stati inclusi, oltre ai dati complessivi relativi a reclami e richieste di informazioni, a rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione per l'anno 2018 e agli indicatori di *performance*, anche i dati relativi alla classificazione per argomenti dei reclami e delle richieste di informazioni. A complemento del calcolo e della pubblicazione degli indicatori quantitativi individuali, in entrambi i Rapporti pubblicati nel 2019 sono stati illustrati gli esiti dell'indagine annuale di soddisfazione dei clienti che hanno ricevuto una risposta a un reclamo o a una richiesta di informazione scritta presentati a un venditore con più di 50.000 clienti serviti.

Infine, in relazione all'attività di vendita, nel Rapporto sono stati evidenziati i casi di mancato rispetto di standard specifici associati ai tempi di risposta dei reclami scritti e a quelli di esecuzione delle rettifiche di fatturazione o di doppia fatturazione che hanno determinato il diritto a ottenere un indennizzo automatico dai clienti. Gli indennizzi sono stati 56.231 (-20,8% rispetto al 2017); di questi, il 55,6% era riferito al settore elettrico, il 38% al settore del gas e il 6,4% ai contratti *dual fuel*. Ai clienti sono stati complessivamente erogati indennizzi automatici per un ammontare di circa 2,8 milioni di euro (-9,6% rispetto al 2017). A loro volta, i distributori hanno corrisposto ai venditori, per il mancato rispetto delle tempistiche di messa a disposizione di dati necessari per rispondere ai reclami dei clienti finali o alle richieste connesse a procedure conciliative, 653.823 euro di indennizzi, con un incremento del 47,7% rispetto all'anno precedente, dovuto principalmente alla ritardata corresponsione di indennizzi, in particolare nel settore del gas.

La fatturazione è il tema centrale per i clienti finali: rappresenta, infatti, il 45% dei reclami, il 52% delle procedure di conciliazione presso il Servizio conciliazione e il 48% delle procedure presso gli altri organismi ADR ed è indicata nel 56,2% dei casi come l'argomento principale di contestazione dai clienti intervistati nell'indagine di *customer satisfaction* per la qualità della risposta ai reclami scritti. Inoltre, la fatturazione è oggetto del 32% delle richieste di informazioni scritte pervenute ai venditori, del 34,8% di quelle pervenute allo Sportello e del 37,5% di quelle inviate ai propri venditori dai clienti intervistati nell'indagine demoscopica.

I clienti finali presentano, inoltre, reclami che hanno a oggetto problematiche contrattuali, come per esempio recesso, volture o subentri, modifiche contrattuali (14%), oppure connesse al mercato, per cambio di fornitore, presunti contratti non richiesti, condizioni economiche dei nuovi contratti (8%), o relative alle procedure di morosità e sospensione (8%).

26 Il quantile è il valore della variabile che divide la popolazione in esame in due parti (al di sotto e al di sopra del valore stesso) e permette, in questo caso, di individuare le aziende che sono al di sopra o al di sotto di una certa *performance* rispetto al totale delle osservazioni. Per esempio, il quantile del 10% dell'indicatore di reclusività identifica un valore dell'indicatore al di sopra del quale si colloca il 10% delle aziende (e al di sotto del quale è presente il 90% delle aziende); le aziende con un indicatore al di sopra di questo valore rappresentano quindi il 10% migliore delle aziende in termini di reclusività.

27 Il numero di clienti è calcolato come la media tra il numero di clienti finali serviti dichiarati al 31 dicembre dell'anno precedente e il numero al 31 dicembre dell'anno cui il Rapporto si riferisce.

28 Un commento dei dati principali illustrati nel Rapporto sull'anno 2017 è contenuto nella *Relazione Annuale 2019*.

Nei Rapporti pubblicati nel 2019 sono stati, inoltre, inclusi i principali risultati delle attività svolte dallo Sportello e dal Servizio conciliazione (di cui all'art. 16 dell'allegato A alla delibera 14 luglio 2016, 383/2016/E/com), che hanno l'obiettivo di informare i clienti finali sui loro diritti e risolvere le controversie che non abbiano trovato una soluzione nel rapporto diretto tra cliente e venditore/distributore. I Rapporti hanno fornito, inoltre, il resoconto delle attività degli organismi accreditati dall'Autorità all'Elenco ADR, comprese le procedure paritetiche ai sensi di quanto previsto dall'art. 141-*nonies*, comma 4, del Codice del consumo.

Dai risultati emersi si evidenziano spazi di miglioramento per gli anni futuri, sia attraverso l'operare congiunto del monitoraggio sugli indicatori di *performance* e sulla tempestiva erogazione degli indennizzi automatici, sia con il potenziamento dell'informazione, volta a rendere il consumatore maggiormente consapevole delle caratteristiche del servizio che gli viene fornito e dei suoi diritti e doveri.

Qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita: Rapporto annuale sui call center

L'Autorità ha fissato obblighi minimi e standard generali per i servizi telefonici, che devono essere rispettati da tutte le aziende di vendita in un'ottica di tutela dei clienti. I *call center* commerciali delle imprese di vendita di energia elettrica e del gas rappresentano, tra i canali di contatto, un riferimento importante per i clienti che necessitano di rivolgersi in modo immediato al proprio fornitore. In generale, i servizi telefonici costituiscono un elemento centrale della qualità complessiva dei servizi di vendita e di *customer care* degli operatori elettrici e del gas che si confrontano sul mercato.

Le disposizioni relative alla qualità dei *call center*, in vigore sin dal 2008, assicurano una tutela di base ai clienti finali e permettono di monitorare costantemente la qualità dei servizi di contatto, ma lasciano comunque ampia libertà ai venditori sulle scelte organizzative, in modo che ciascuna azienda possa rendere efficienti i servizi ai clienti modulandoli sulle esigenze della propria tipologia di clientela o di segmenti di essa.

Il monitoraggio risulta più incisivo sulle aziende di maggiori dimensioni (con più di 50.000 clienti) che, oltre a dover documentare il rispetto degli obblighi di servizio e degli standard generali, sono sottoposte annualmente anche a un'indagine di soddisfazione di *call back*. Le aziende di vendita con almeno 50.000 clienti finali e una media giornaliera di chiamate ai propri *call center* uguale o superiore a 400 sono sottoposte annualmente anche a un'indagine demoscopica di *customer satisfaction*, rivolta a coloro che hanno effettivamente usufruito del servizio.

Per i venditori che servono meno di 10.000 clienti e con almeno l'85% dei clienti serviti in tre comuni limitrofi (art. 2, comma 2.4, del TIQV²⁹) è prevista una disciplina semplificata, considerato che in questi casi il cliente, frequentemente, entra in contatto diretto con il venditore tramite gli sportelli presenti sul territorio.

Gli standard obbligatori, che tutti i venditori devono rispettare, riguardano l'accessibilità al servizio, per limitare code di attesa troppo elevate e ridurre il fenomeno delle linee occupate, il livello del servizio (percentuale di

29 Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

chiamate andate a buon fine con un colloquio con un operatore) e i tempi medi di attesa per parlare con un addetto. Tra gli obblighi minimi che le aziende devono garantire vi sono:

- la semplicità del risponditore automatico (albero fonico), che deve essere tale da permettere di parlare con un operatore dopo non più di due scelte (tre se sono presenti più servizi);
- l'orario di disponibilità del servizio con un operatore per almeno 35 ore alla settimana;
- la disponibilità di almeno un "numero verde" da rete fissa per operatore;
- la pubblicazione su internet e sulle fatture del numero telefonico del *call center*, degli orari e del tipo di chiamate abilitate.

Il monitoraggio mira a prevenire che il servizio peggiori, visti i buoni livelli raggiunti nel corso degli ultimi anni, e comprende anche i venditori con elevate percentuali di clienti serviti in regimi di tutela.

La tavola 8.5 riporta gli indicatori e gli standard generali attualmente in vigore che devono essere rispettati dalle aziende di vendita.

TAV. 8.5 Standard generali di qualità dei call center

INDICATORE	DEFINIZIONE	STANDARD
Accessibilità al servizio (AS)	Rapporto tra il numero di unità di tempo in cui almeno una delle linee è libera e il numero complessivo di unità di tempo di apertura del <i>call center</i> con presenza di operatori.	AS \geq 95%
Tempo medio di attesa (TMA)	Tempo, espresso in secondi, intercorrente tra l'inizio della risposta, anche se effettuata attraverso l'ausilio di un risponditore automatico, e l'inizio della conversazione con l'operatore o la conclusione della chiamata, in caso di rinuncia prima dell'inizio della conversazione con l'operatore.	TMA \leq 180 secondi
Livello di servizio (LS)	Rapporto tra il numero di chiamate andate a buon fine e il numero di chiamate in cui l'utente chiede di parlare con un operatore.	LS \geq 85%

Fonte: ARERA.

Rapporto annuale sui call center

Il 30 luglio 2019 è stato approvato il quarto Rapporto annuale sulla qualità dei servizi telefonici, Rapporto 330/2019/II/com (per l'anno 2018), che, oltre a dare conto del rispetto degli obblighi e degli standard generali (orari di apertura minimi, gratuità per le chiamate da rete fissa in caso di *call center* con *Interactive Voice Response* – IVR, possibilità di parlare con un operatore già al secondo livello dell'IVR), fornisce informazioni individuali sul rispetto degli standard minimi comunicati da ciascun venditore con più di 50.000 clienti finali alimentati in bassa tensione e/o in bassa pressione.

Nel Rapporto sono evidenziati i risultati complessivi delle indagini demoscopiche e sono illustrate sia la disponibilità di servizi tipicamente legati al *call center* (facilità di navigazione e gestione delle code di chiamate in attesa del colloquio con l'operatore nei momenti di intenso traffico), sia la gamma di altri strumenti di contatto offerti.

Il Rapporto dà conto di un perimetro più ampio di servizi rispetto ai soli servizi telefonici, poiché comprende anche gli altri canali di contatto e *customer care* (sportelli, servizi web e app dedicate) che i venditori hanno affiancato ai canali tradizionali (cioè servizi telefonici e di sportello) con l'evolversi del mercato e delle tecnologie di comunicazione.

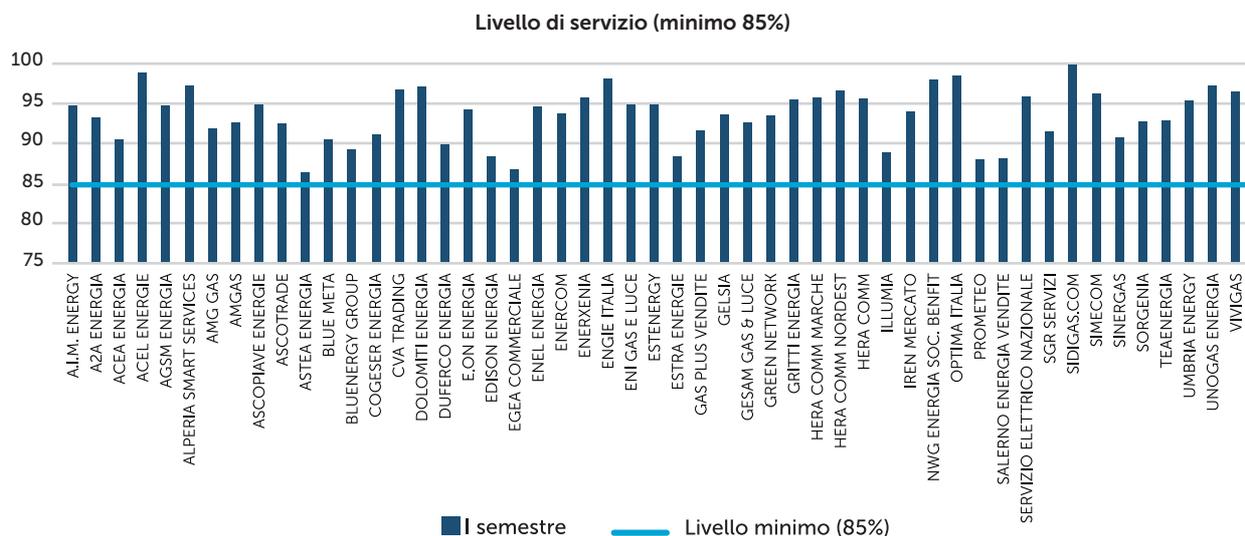
Per quanto concerne il primo semestre 2019, i venditori tenuti a comunicare i dati sono stati 51, per un totale di 114 numeri telefonici; molte imprese, infatti, mettono a disposizione dei clienti più numeri di telefono, per i diversi segmenti di clientela.

Dei 114 numeri attivi, 77 risultano operativi dal lunedì al sabato, 13 sono attivi sette giorni su sette, mentre i restanti 24 operano dal lunedì al venerdì. La maggioranza dei numeri attivi (111 su 114) ha un orario di apertura che supera l'obbligo di servizio con operatore di 35 ore settimanali ed è compreso tra le 50 e le 100 ore settimanali.

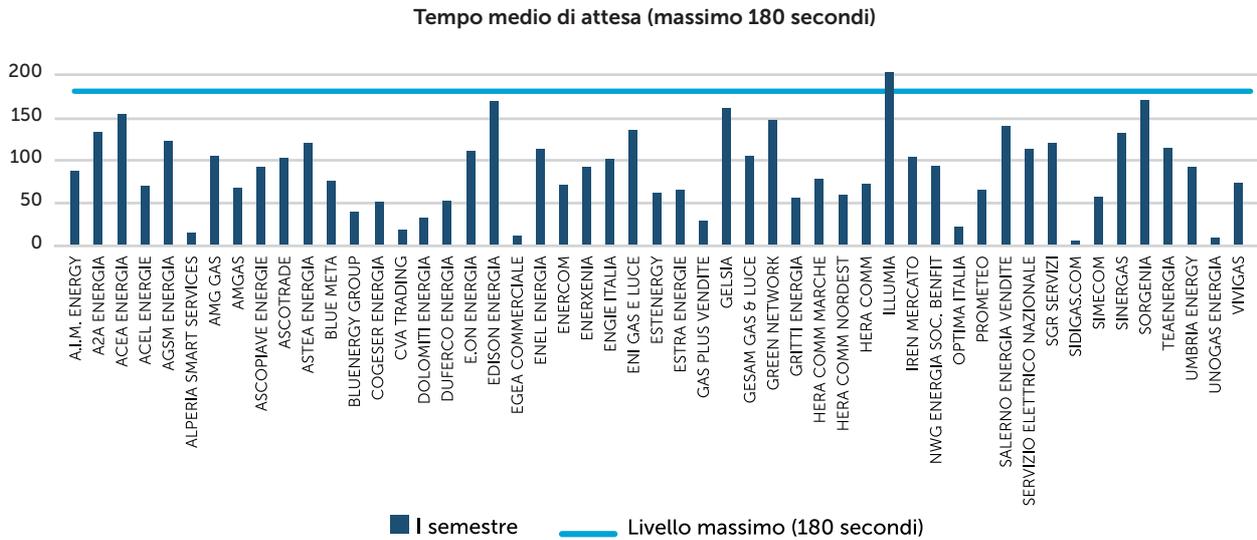
Le aziende tenute alla comunicazione dei dati hanno dichiarato, nel complesso, di avere servito, nel primo semestre 2019, poco più di 51,4 milioni di clienti, di cui più di 32,4 milioni di clienti elettrici (51,4% sul mercato libero) e 19 milioni di clienti del gas (55,5% sul mercato libero). Rispetto all'anno precedente, si conferma il flusso in aumento del numero di clienti sul mercato libero e di uscite dal mercato tutelato, sia nel settore elettrico che nel settore del gas. Nel primo semestre 2019, il numero di chiamate telefoniche ricevute dalle imprese monitorate ammonta a 29 milioni, mentre il rapporto tra numero di chiamate ricevute e clienti si attesta, per i primi sei mesi dell'anno, a livello di sistema, a 0,56 chiamate per cliente.

I dati sulla qualità tecnica dei servizi telefonici hanno confermato, nel complesso, anche per il primo semestre 2019, buoni risultati, in termini di servizio e di qualità percepita. Le figure 8.5 e 8.6 riportano i livelli di servizio e i tempi medi di attesa registrati dalle principali aziende di vendita di energia elettrica e di gas. Tutte le imprese si attestano su livelli di servizio superiori o largamente superiori allo standard generale minimo fissato (Fig. 8.5) e la gran parte dei clienti riesce a parlare con un operatore con tempi medi di attesa inferiori o largamente inferiori ai 180 secondi dello standard generale (Fig. 8.6).

FIG. 8.5 Livello di servizio – Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I semestre 2019)



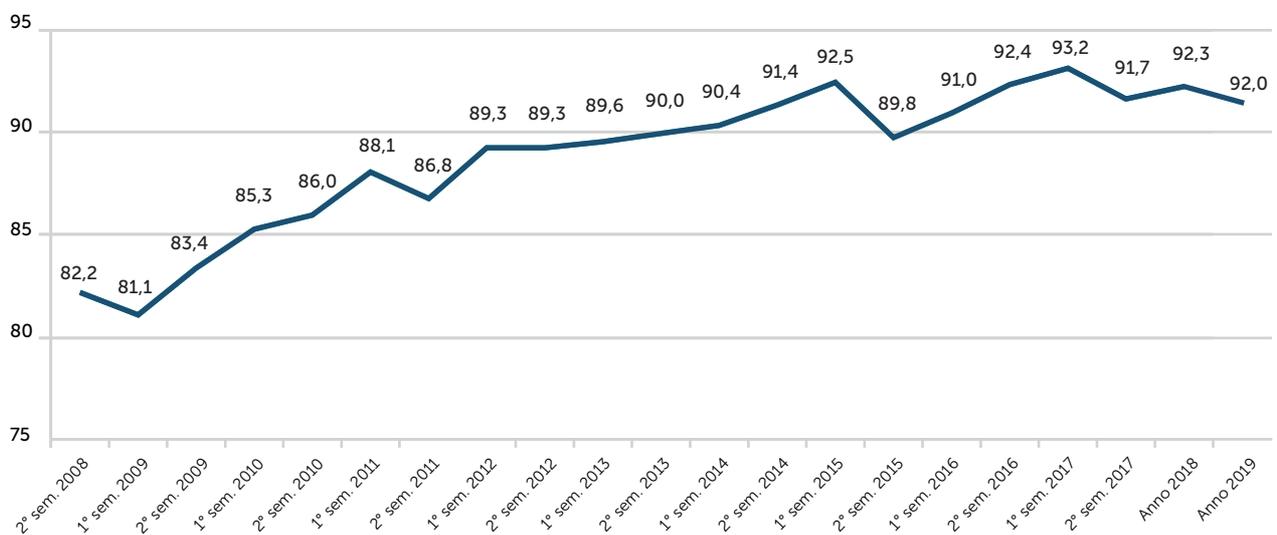
Fonte: ARERA su dati dichiarati dalle imprese di vendita.

FIG. 8.6 Tempo medio di attesa – Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I semestre 2019)

Fonte: ARERA su dati dichiarati dalle imprese di vendita.

L'indagine annuale di *customer satisfaction* nel 2019 ha coinvolto 22 imprese di vendita (le imprese con più di 50.000 clienti che ricevono in media almeno 400 chiamate al giorno), per un totale di 17.713 interviste; l'indice complessivo di soddisfazione (ICS) si mantiene elevato e stabile (92%), su base annuale, rispetto al 2018, facendo registrare un lievissimo decremento (-0,3%) rispetto all'anno precedente.

I dati storici (Fig. 8.7) mettono in evidenza, da una parte, un miglioramento pressoché costante nel tempo dell'indice complessivo di soddisfazione che scaturisce dalle indagini di *customer satisfaction* effettuate (si è passati da un valore medio dell'82,2% nel 2009 a un valore del 92% nel 2019), ma, dall'altra, una certa stabilità nelle aspettative dei clienti finali, che, nell'ambito di una generale soddisfazione, continuavano a essere focalizzate, in tutte le edizioni delle indagini, sulle stesse priorità, ossia contatti risolutivi e risposte coerenti.

FIG. 8.7 Indice di soddisfazione – Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (II semestre 2008-2019)

Fonte: ARERA, indagini sulla qualità dei call center.

Il 78% dei clienti che hanno contattato un *call center* ha ottenuto l'informazione richiesta alla prima telefonata, mentre il 22% ha dovuto telefonare più volte per ottenere una risposta conclusiva e, all'interno di questa percentuale, il 45,2% (rispetto al 45,6% del 2018) ha dichiarato di aver ottenuto risposte poco coerenti.

A giudizio dei clienti, i fattori più importanti per valutare la qualità del servizio fornito dal *call center* sono la capacità di risolvere il problema (40,3%), la chiarezza delle risposte fornite (28%) e la semplicità dell'albero fonico (18,1%); gli stessi fattori sono quelli che hanno raccolto il maggior grado di insoddisfazione da parte dei clienti che si sono dichiarati scontenti del servizio. In particolare, la capacità di risolvere il problema e la chiarezza nella risposta sono i fattori che rivestono la maggiore importanza per determinare il grado di soddisfazione, raggiungendo da soli il 68,3% del totale. I clienti più insoddisfatti, per contro, continuano a essere coloro che hanno dovuto chiamare più di una volta e coloro che hanno dichiarato di aver ottenuto, nelle chiamate successive, risposte poco o per nulla coerenti tra loro.

Nel complesso, risulta piuttosto elevata la soddisfazione rispetto al servizio telefonico, ma vi sono margini di miglioramento ulteriore, soprattutto per quanto riguarda la capacità di risoluzione dei problemi (11,4% di insoddisfatti) e la chiarezza delle risposte fornite (7,3% di insoddisfatti).

Per completare il quadro dei servizi di *customer care*, il TIQV richiede ai venditori informazioni facoltative sulla disponibilità di una o più modalità di contatto ulteriori rispetto al servizio telefonico, che consentano al cliente finale di contattare il proprio fornitore per ottenere informazioni o gestire pratiche.

Nel primo semestre 2019, 32 imprese su 51 hanno dichiarato di mettere a disposizione del cliente servizi per la gestione delle code di chiamate in attesa del colloquio con l'operatore nei momenti di intenso traffico telefonico; per quanto riguarda gli altri canali di contatto oltre al *call center*, in particolare, 30 imprese mettono a disposizione dei clienti sportelli territoriali e 29 affiancano a telefono e sportelli sul territorio anche "sportelli virtuali" accessibili online tramite computer o *smartphone*, attraverso i quali i clienti possono reperire informazioni sul proprio contratto, gestire le proprie pratiche, effettuare pagamenti; infine, 20 imprese hanno sviluppato e messo a disposizione servizi attraverso applicazioni specifiche per *smartphone*. Anche nel primo semestre 2019, i servizi erogati via web, nella gestione delle pratiche e nell'informazione, risultano sempre più utilizzati, sia per le imprese di maggiori dimensioni, sia per quelle con scarsa presenza di sportelli sul territorio e per le *newcomers*.



CAPITOLO

9

**TUTELA DEI
CONSUMATORI**

INTERSETTORIALE

Il sistema di tutele dei clienti e utenti finali

Il sistema di tutele per la trattazione dei reclami e la risoluzione extragiudiziale delle controversie dei clienti e utenti finali dei settori regolati (nel seguito semplicemente sistema di tutele) trova applicazione per mezzo di strumenti diffusi a livello nazionale e si compone di due macro-aree e tre livelli. La prima macro-area afferisce all'informazione e all'assistenza di clienti e utenti finali che interagiscono con operatori e gestori nei settori di competenza dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (livello base); la seconda macro-area (primo e secondo livello) riguarda la soluzione delle problematiche e delle controversie eventualmente insorte nell'ambito del rapporto di fornitura. In questo Capitolo si forniscono dati e informazioni relativi agli strumenti del livello base e del secondo livello, gestiti in avalimento, per conto dell'Autorità, da Acquirente unico mediante il Servizio conciliazione e lo Sportello per il consumatore energia e ambiente (Sportello). Per le predette attività, con la delibera 10 dicembre 2019, 528/2019/E/com, l'Autorità ha approvato il progetto proposto da Acquirente unico per il triennio 2020-2022, assicurando così continuità ai servizi già garantiti negli anni precedenti; con tale provvedimento, inoltre, l'Autorità ha esteso l'avalimento ai settori del teleriscaldamento e teleraffrescamento (telecalore) e dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati.

Sotto il profilo regolatorio, nel 2019 sono stati adottati dall'Autorità due provvedimenti in tema di estensione del sistema di tutele a settori diversi da quelli dell'energia elettrica e del gas, per i quali il sistema è in vigore, a regime, dal 1° gennaio 2017. L'estensione agli altri settori avviene per gradi e tenendo conto, fra l'altro, delle specificità, anche a livello locale, nonché dello sviluppo della regolazione in merito alle prestazioni di interesse degli utenti, con particolare riferimento alla gestione dei reclami da parte dell'esercente (primo livello del sistema di tutele) e ai relativi obblighi di risposta, secondo tempistiche e contenuti minimi predefiniti. Gli eventuali strumenti di secondo livello, infatti, sono accessibili solo in caso di mancata soluzione della problematica mediante il primo reclamo (per assenza di risposta o risposta insoddisfacente).

Con riguardo al settore idrico, nel quale è operativa una disciplina transitoria per il secondo livello del sistema di tutele, con la delibera 16 aprile 2019, 142/2019/E/idr, è stato effettuato un ulteriore *step* verso l'applicazione a regime del sistema in commento. In particolare, dal 1° luglio 2019, per gli utenti finali serviti dai gestori di maggiori dimensioni (con almeno 300.000 abitanti residenti serviti) è stata prevista la possibilità di utilizzare il Servizio conciliazione per le controversie non risolte con il reclamo di primo livello; gli altri utenti, in alternativa al Servizio conciliazione, possono attivare lo Sportello mediante un reclamo scritto di secondo livello. A differenza dei settori energetici, nei quali il tentativo di conciliazione costituisce la condizione di procedibilità per l'accesso alla giustizia ordinaria, nel settore idrico il ricorso alla conciliazione è volontario; analogamente agli operatori dei settori energetici, invece, per i gestori di maggiori dimensioni vige l'obbligo partecipativo al Servizio conciliazione. I gestori di minori dimensioni possono comunque scegliere di impegnarsi volontariamente alla partecipazione al Servizio per almeno un biennio; questo implica, per i loro utenti, l'utilizzo esclusivo della conciliazione. Ancora in linea con i settori energetici e in attuazione dell'art. 141-*sexies* del Codice del consumo (decreto legislativo 6 settembre 2005, n. 206), l'Autorità, con la delibera in argomento, ha previsto, per i gestori obbligati (anche volontariamente), l'obbligo di indicare, nel proprio sito internet, nei nuovi contratti e nelle risposte ai reclami di primo livello non risolutive della problematica sollevata dall'utente, le modalità di attivazione del Servizio conciliazione e di eventuali altri organismi di risoluzione extragiudiziale delle controversie, ad accesso gratuito, ai quali tali gestori si impegnano a partecipare.

Per il settore del telecalore, con la delibera 15 ottobre 2019, 408/2019/E/tlr, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'estensione del sistema di tutele, tenuto conto, fra l'altro, della regolazione nel frattempo intervenuta, soprattutto in tema di qualità contrattuale e trasparenza del servizio (e, in particolare, di obblighi di risposta al reclamo di primo livello). In tale provvedimento si prospetta, per mezzo di appositi documenti per la consultazione ed eventuali tavoli tecnici con gli *stakeholder*, la definizione, a beneficio degli utenti, di un livello base e di un secondo livello, anche di tipo conciliativo, per le controversie insorte con gli operatori, mediante il ricorso agli strumenti gestiti da Acquirente unico in avalimento, in forza dell'art. 1, comma 72, della legge 4 agosto 2017, n. 124 ("Legge annuale per il mercato e la concorrenza", c.d. legge concorrenza 2017). La chiusura del procedimento è prevista entro la fine del 2020.

Nella successiva tavola 9.1, è riportato un quadro complessivo dei volumi di richieste in ingresso allo Sportello e al Servizio conciliazione nel 2019, per i settori energetici e idrico. Si rinvia ai successivi paragrafi per gli elementi di dettaglio.

TAV. 9.1 Sistema di tutele: volumi di richieste in ingresso allo Sportello per i settori energia elettrica, gas e idrico (2019)

ATTIVITÀ E SETTORI			ANNO 2019
Livello base	Chiamate al <i>call center</i> 800.166.654 (pervenute in orario di servizio)		483.082
			
	Richieste scritte di informazioni		11.356 (*)
			
Richieste di attivazione di procedure speciali informative		28.837	
Reclami di secondo livello reindirizzati con informativa sulle conciliazioni		1.690	
	 da luglio 2019 (**)		
Secondo livello	Domande al Servizio conciliazione	 (conciliazione obbligatoria)	16.005
		 (conciliazione facoltativa) (**)	
	Organismi ADR iscritti nell'Elenco dell'Autorità	 (conciliazione obbligatoria)	1.819 (***)
		 (conciliazione facoltativa)	
	Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive		9.198
Reclami di secondo livello		3.830	

(*) Nel 2019, 422 richieste scritte di informazione, classificate come complesse, sono state reindirizzate al Servizio conciliazione perché collegate a potenziali controversie.

(**) Da luglio 2019, la conciliazione è l'unico strumento di secondo livello a disposizione degli utenti finali serviti dai gestori di maggiori dimensioni.

(***) Conteggiando anche due domande pervenute per il settore del telecalore.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Sportello per il consumatore energia e ambiente, Servizio conciliazione e Relazioni annuali degli organismi ADR.

Sportello per il consumatore energia e ambiente: l'informazione ai clienti e utenti finali

Call center

Le chiamate pervenute al *call center* dello Sportello in orario di servizio (Tav. 9.2), nel 2019, ammontano a 483.082 (+ 19% rispetto al 2018); di queste, 461.672 sono state gestite e 21.410 sono state abbandonate dai clienti o utenti finali senza attendere la risposta dell'operatore. Rispetto al 2018, aumentano leggermente sia il tempo medio di attesa (149 secondi contro 131), sia il tempo medio di conversazione (200 secondi contro 178).

TAV. 9.2 Chiamate pervenute al call center dello Sportello (2019)

	TOTALE PERVENUTE	PERVENUTE (ORE 8-18)	CHIAMATE GESTITE			ABBANDONATE SENZA RISPOSTA DELL'OPERATORE	CHIAMATE FUORI ORARIO	ATTESA MEDIA (SECONDI)	MEDIA CONVERTITA (SECONDI)
			TOTALI	DI CUI CON OPERATORI	DI CUI CON RISPONDITORI AUTOMATICI				
TOTALE 2019	572.430	483.082	461.672	461.672	-	21.410	89.348	149	200

Fonte: Elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip.

Per quanto riguarda la distribuzione delle chiamate pervenute (Tav. 9.3), la rete mobile si conferma la più utilizzata, assestandosi al 60,8% delle chiamate totali (+5,5 p.p. rispetto al 2018), a fronte del 39,2% ascrivibile alla rete fissa.

TAV. 9.3 Distribuzione chiamate pervenute al call center dello Sportello fra rete fissa e rete mobile (2019)

2019	
Rete fissa	39,2%
Rete mobile	60,8%

Fonte: Elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip.

Per quanto concerne le chiamate gestite da *call center* (Tav. 9.4), l'87% è ascrivibile ai settori dell'energia elettrica e del gas. Relativamente agli argomenti, invece, il tema "bonus" (sui bonus sociali si veda il paragrafo dedicato, più avanti nel presente Capitolo) ha riguardato, complessivamente, il 41% delle chiamate gestite per i settori energetici e l'84% di quelle relative al settore idrico (rispettivamente, 167.198 e 49.100 chiamate); a seguire, l'argomento "modalità di risoluzione delle controversie" ha interessato il 21,5% delle chiamate (97.807 per l'energia e 1.489 per il settore idrico), quello "diritti e regolazione" il 9% (41.301 chiamate per l'energia e 459 per il settore idrico), quello "pratiche aperte presso lo Sportello" il 12% (49.305 chiamate per l'energia e 7.498 per il settore idrico; su 10 chiamate relative a questa voce, in media circa 9 hanno riguardato pratiche presso lo Sportello e una ha avuto a oggetto il Servizio conciliazione). Sono stati 22.141, infine, i contatti nei quali sono state fornite informazioni sul tema del superamento delle tutele di prezzo nei settori energetici, sia su richiesta specifica (canale "diritti e regolazione"), sia nel corso di una conversazione su tematiche connesse.

TAV. 9.4 Principali argomenti delle chiamate gestite dal call center dello Sportello (2019)

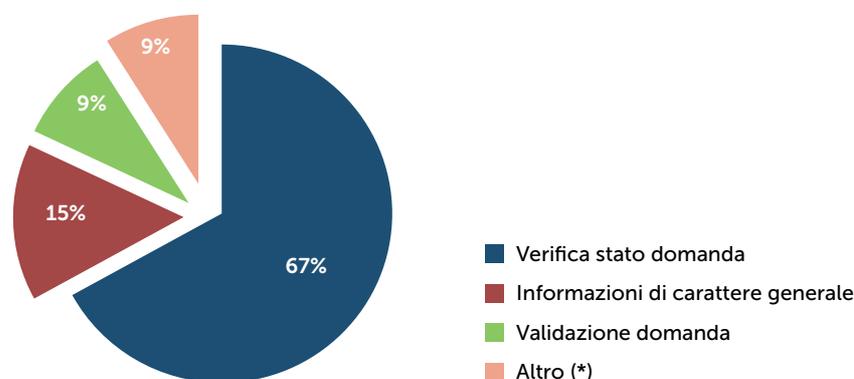
	2019		
	ELETTRICO E GAS	IDRICO	TOTALE
Bonus di cui	167.198	49.100	216.298
– elettrico	118.531		
– gas	48.667		
Modalità di risoluzione delle controversie	97.807	1.489	99.296
Diritti e regolazione	41.301	459	41.760
Pratiche presso lo Sportello	49.305	7.498	56.803
Tutela SIMILE e Offerte PLACET (*)	5.177	-	5.177
Portale Offerte e Portale Consumi	34.817	-	34.817
Gruppi di acquisto (**)	7.521	-	7.521
% bonus	41	84	47
% altri argomenti	59	16	53

(*) Fino ad aprile 2019.

(**) Da maggio 2019.

Fonte: Elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip e CContact.

Focalizzando l'analisi sulle chiamate gestite dal *call center* dello Sportello in tema di "bonus", considerando i settori energetici e idrico, tali chiamate hanno riguardato (Fig. 9.1) per il 67% richieste a vario titolo in merito allo stato di avanzamento della pratica (+19 p.p. rispetto al 2018) e, per il 15%, informazioni di carattere generale (-8 p.p. rispetto al 2018).

FIG. 9.1 Focus sui principali argomenti del canale "bonus" relativamente alle chiamate gestite dal call center dello Sportello (2019)

(*) L'argomento "Altro" riguarda principalmente il rinnovo della domanda, la variazione dei requisiti (ISEE, componenti del nucleo familiare, variazione di residenza/domicilio) e informazioni sulla riscossione del bonifico domiciliato.

Fonte: Elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip e CContact.

Anche nel 2019, il *call center* dello Sportello ha rispettato gli standard di qualità previsti dal TIQV (Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale, allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com) per i *call center* dei venditori di energia elettrica e di gas. In particolare, con riferimento alle chiamate pervenute in orario di apertura, il livello di servizio e l'accessibilità hanno fatto registrare percentuali, rispettivamente, del 95,6% e del 99,9%, mantenendosi sostanzialmente in linea con i risultati del 2018 (Tav. 9.5).

TAV. 9.5 Livelli di servizio per il call center dello Sportello (2019)

	2019
Accessibilità al servizio (AS) - %	99,9%
Tempo medio di attesa (TMA) - sec.	149
Livello di servizio (LS) - %	95,6%

Fonte: Elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip.

Infine, con riguardo ai risultati della rilevazione di *customer satisfaction* "Mettiamoci la faccia" (Tav. 9.6), promossa dal Dipartimento della funzione pubblica della Presidenza del Consiglio dei ministri e condotta su una quota di chiamate gestite dal *call center* dello Sportello pari al 54,6%, si registra un incremento di 1,3 p.p. dei clienti o utenti che hanno valutato il servizio come buono (l'85,1% contro l'83,8% del 2018).

TAV. 9.6 Risultati della rilevazione "Mettiamoci la faccia" per il call center dello Sportello (2019)

	2019
Buono 	85,1%
Sufficiente 	10,7%
Negativo 	4,2%
% chiamate conversate sottoposte a valutazione	54,6%
% utenti invitati dall'operatore a lasciare la valutazione	87,6%

Fonte: Elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip.

Richieste scritte di informazioni

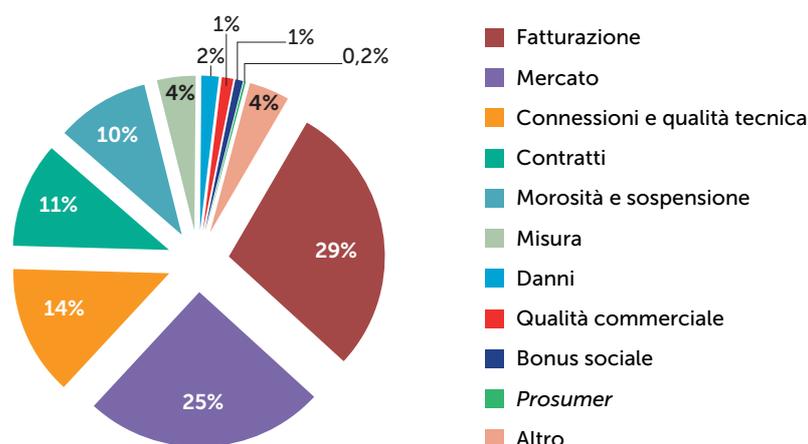
Le richieste di informazioni "semplici" pervenute allo Sportello nel 2019 ammontano a 11.356, con un incremento del 68% rispetto al 2018. Di queste, 422 (407 per i settori energetici e 15 per il settore idrico) sono state classificate come "complesse", perché, oltre alle informazioni sulla regolazione attinente al caso di specie, hanno comportato anche l'indicazione degli strumenti di risoluzione extragiudiziale delle controversie disponibili in mancanza di soluzione alla problematica mediante il reclamo di primo livello all'operatore o al gestore. Inoltre, in 1.690 casi (1.568 per i settori energetici), lo Sportello, stante la sussistenza di una controversia non risolta con il reclamo e in mancanza di ulteriori informazioni da offrire al cliente o all'utente, ha direttamente reindirizzato questi ultimi al Servizio conciliazione o ad altra procedura conciliativa. Nel novero sono conteggiati anche 122 casi riguardanti il settore idrico e, in particolare, gli utenti finali serviti dai gestori di maggiori dimensioni, per i quali, dal 1° luglio 2019, è disponibile la sola conciliazione quale strumento di secondo livello del sistema di tutele.

Complessivamente, i clienti o gli utenti reindirizzati verso la conciliazione, direttamente o indirettamente, sono stati 2.112, in diminuzione del 62% rispetto all'analogo dato del 2018 (nel quale, peraltro, si conteggiavano i soli settori energetici). Ciò potrebbe rappresentare il segnale di una maggiore consapevolezza dei clienti e degli

utenti finali in merito all'utilizzo degli strumenti conciliativi di secondo livello per la soluzione della problematica insorta con l'esercente e non risolta con il reclamo.

Analizzando le richieste di informazioni semplici per i settori energetici (Fig. 9.2) del 2019 (10.361 in totale), oltre la metà è riconducibile a due soli argomenti, la "fatturazione" (29%), con prevalenza del sub-argomento dei "consumi stimati errati", e il "mercato" (25%), rispetto al quale sono state prevalenti le richieste in tema di "cambio fornitore" e "presunti contratti non richiesti". Gli argomenti "connessioni e qualità tecnica" e "contratti" hanno, invece, interessato, rispettivamente, il 14% e l'11% delle richieste di informazioni in argomento.

FIG. 9.2 *Principali argomenti per le richieste di informazioni semplici gestite dallo Sportello – settori energetici (2019)*

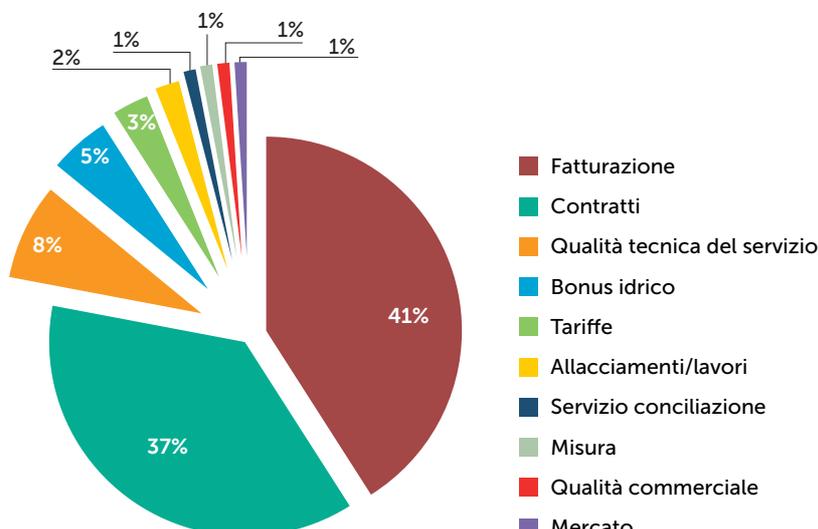


Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Nel 2019, le richieste di informazioni complesse per i settori energetici (407), numericamente meno significative, hanno riguardato, in più di un caso su due, l'argomento della "fatturazione". Anche i 1.568 casi reindirizzati direttamente in conciliazione per l'energia hanno avuto a oggetto principalmente la "fatturazione" (49%).

Nel settore idrico, le 573 richieste di informazioni semplici (Fig. 9.3) hanno interessato, nella stragrande maggioranza dei casi, gli argomenti "fatturazione" o "contratti" che, rispettivamente, coprono il 41% e il 37% del totale, con una prevalenza dei sub-argumenti "conguagli" e "attivazioni".

FIG. 9.3 *Principali argomenti per le richieste di informazioni semplici gestite dallo Sportello – settore idrico (2019)*



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

La "fatturazione" rappresenta, inoltre, il principale argomento delle 122 richieste degli utenti finali del settore idrico reindirizzate direttamente alla conciliazione, con il 62% delle richieste totali pervenute.

Complessivamente, per i settori energetici e idrico, i clienti e gli utenti finali richiedono un'informazione allo Sportello utilizzando principalmente il canale e-mail (64%) e solo nel 29% dei casi il portale internet (non sono conteggiate le richieste reindirizzate direttamente in conciliazione). Relativamente al tipo di richiedente, per i delegati, che accedono ai servizi in argomento in circa un terzo dei casi, la percentuale di utilizzo della e-mail sfiora l'80%, mentre per i clienti o utenti l'e-mail si assesta al 60%. Guardando alla tipologia di fornitura interessata da tali richieste di informazioni, prevale quella domestica (78%), in linea, anche, con la distribuzione delle utenze domestiche nel territorio.

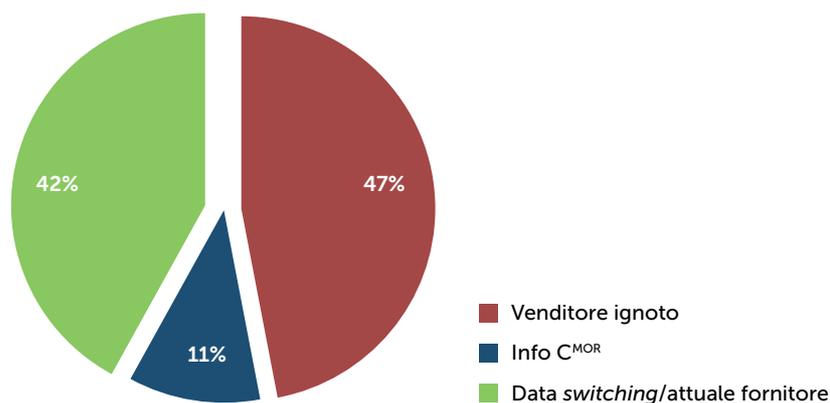
Procedure speciali informative

Le procedure speciali informative sono operative, per alcune specifiche tematiche dei settori energetici, dal 1° gennaio 2017. Attraverso informazioni codificate in banche dati centralizzate (Sistema informativo integrato, Sistema indennitario) e una regolamentazione della fattispecie "ad applicazione automatica", lo Sportello fornisce ai clienti finali o ai loro delegati l'informazione richiesta.

Rispetto all'anno precedente, nel 2019 le richieste di attivazione di procedure speciali informative sono aumentate del 43%, per un totale di 28.837 casi, così ripartiti: il 70,5% nel settore elettrico, il 21% in quello del gas e l'8,5% in entrambi i settori. La quota afferente al settore elettrico si riduce di 5,5 p.p., mentre aumenta di 3 p.p. quella relativa al gas.

Hanno fatto da traino per l'incremento complessivo delle richieste quelle in tema di identificazione dell'esercente titolare del POD/PdR interessato in caso di voltura ("venditore ignoto") e quelle volte a conoscere l'attuale controparte commerciale e la data di *switching* (in aumento, rispettivamente, del 45% e del 58%, per singola tipologia, da un anno all'altro). Per quanto concerne la suddivisione delle procedure speciali informative attivate nel 2019 (Fig. 9.4), quelle inerenti all'identificazione del venditore ignoto in caso di voltura hanno interessato il 47% dei casi (46% nel 2018); il 42% delle richieste ha, invece, riguardato la controparte commerciale e la data di *switching* (38% nel 2018); l'11%, infine, ha avuto a oggetto il nominativo del venditore che ha richiesto l'applicazione del corrispettivo C^{MOR} (16% nel 2018).

FIG. 9.4 Richieste di attivazione di procedure speciali informative ricevute dallo Sportello (2019)



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Riguardo alle tempistiche per la risposta dello Sportello alle richieste di attivazione di procedure speciali informative, si confermano, nel 2019, i tempi medi registrati per ciascuna procedura nel 2018 (Tav. 9.7). Si ricorda, al riguardo, che le procedure speciali informative non richiedono un'interazione con gli operatori.

TAV. 9.7 *Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali informative (2019)*

PROCEDURE SPECIALI INFORMATIVE	LIVELLI SERVIZIO SPORTELLO (*)	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI SPORTELLO (**)
Venditore ignoto	10	5
Info C ^{MOR}	10	5
Data <i>switching</i> /attuale fornitore	5	4

(*) Livelli di servizio ex tabella 1, allegato A alla delibera 14 luglio 2016, 383/2016/E/com.

(**) Contabilizzati dalla data di ricezione della richiesta del cliente.

Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Tali procedure sono state utilizzate nel 2019 prevalentemente dalla clientela domestica (77%) e il principale canale di accesso è stato il portale online dello Sportello (47% degli accessi), obbligatorio per i delegati professionisti e per le associazioni, seguito dall'e-mail (41%). Guardando alla singola tipologia di attivante (clienti in via diretta o delegati, ai quali sono riconducibili, rispettivamente, il 76% e il 24% degli accessi), emergono nel 2019 un preponderante utilizzo del portale da parte dei delegati (68%) e una leggera preferenza dell'e-mail rispetto al portale per quanto riguarda i clienti (45% vs 40% del 2018).

Altre attività

Nel 2019, lo Sportello ha raccolto 33 segnalazioni, di cui 30 relative ai settori energetici (22 per l'elettrico) e 3 riguardanti il settore idrico, aventi a oggetto un disservizio ritenuto rilevante o una presunta criticità della regolazione. Tali comunicazioni, diverse dalle richieste di informazioni o dalla risoluzione individuale delle controversie, sono trasmesse all'Autorità per gli eventuali seguiti di competenza.

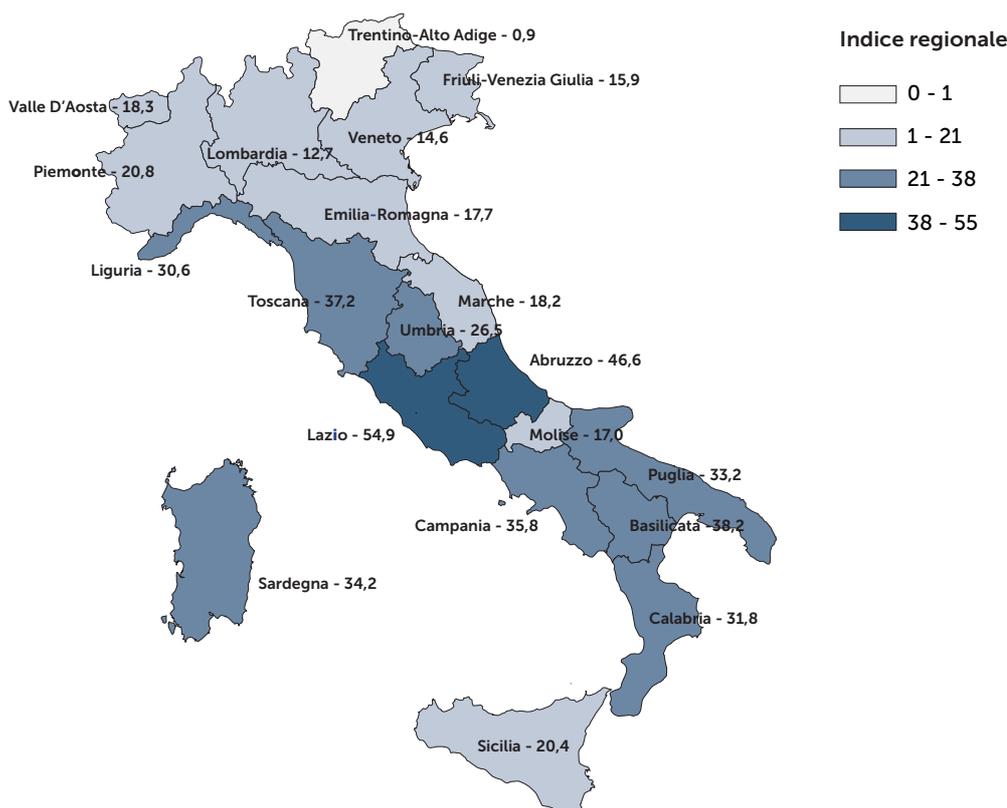
Sempre nel 2019 sono, infine, pervenute allo Sportello, nei soli settori energetici, 35 richieste di attivazione dell'*help desk*, strumento di consulenza qualificata sulla regolazione dell'Autorità, riservato alle associazioni dei consumatori o delle piccole e medie imprese.

Il Servizio conciliazione dell'Autorità

Nel 2019 i clienti e gli utenti finali dei settori energetici e idrico hanno presentato al Servizio conciliazione 16.005 domande, con una media di 63,2 domande per ogni giorno lavorativo. Rispetto alle 11.034 domande del 2018, dunque, si registra un incremento di richieste pari al 45%. Al riguardo, giova comunque precisare che, nel 2018, gli utenti del settore idrico hanno potuto utilizzare il Servizio solo nel secondo semestre e che la conciliazione, dal 1° luglio 2019, costituisce l'unico rimedio di secondo livello a disposizione degli utenti serviti dai gestori di maggiori dimensioni. Ciò fermo restando che, per i soli settori energetici, il tentativo è obbligatorio quale condizione di procedibilità per l'accesso alla giustizia ordinaria.

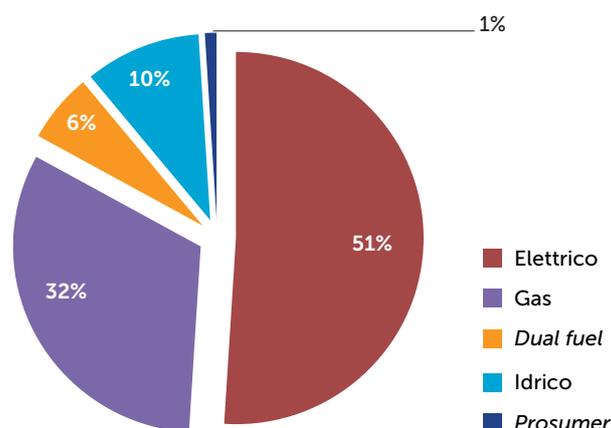
Anche nel 2019 si è registrata una maggiore concentrazione di domande al Servizio conciliazione nelle Regioni Lazio e Abruzzo. L'indice regionale, che risente del diverso grado di copertura territoriale del servizio di distribuzione del gas metano (la Sardegna non è metanizzata), è dato dal rapporto fra numero di domande per tutti i settori ogni 100.000 abitanti e popolazione residente per Regione (Fig. 9.5).

FIG. 9.5 Indice regionale di domande ricevute dal Servizio conciliazione (2019)



Fonte: Servizio conciliazione.

La ripartizione settoriale delle domande pervenute al Servizio nel 2019 (Fig. 9.6) conferma la prevalenza dell'elettrico, con una quota del 51% delle richieste presentate (8.165 domande); segue il settore del gas, con il 32% (5.167 domande). Il settore idrico fa registrare una crescita di 7 p.p., anche in ragione delle novità regolatorie citate in apertura del Capitolo (10%, pari a 1.540 domande). Infine, è stabile il peso percentuale dei clienti *dual fuel* e dei *prosumer* sul totale delle richieste presentate (rispettivamente, 995 domande e 138 domande). Il settore che ha fatto registrare il maggiore incremento di domande da un anno all'altro, in valore assoluto, è quello elettrico, con circa 2.000 richieste in più rispetto al 2018.

FIG. 9.6 Domande ricevute dal Servizio conciliazione per settore (2019)

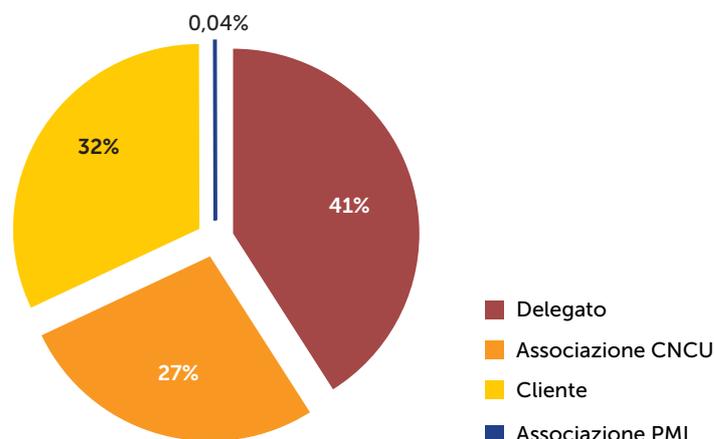
Fonte: Servizio conciliazione.

Il dato del 2019 sulla tipologia di attivante (Fig. 9.7) evidenzia un incremento, rispetto al 2018, del peso percentuale dei delegati diversi dalle associazioni dei consumatori ("altri delegati"): con il 41% del totale di richieste (+6 p.p.), a costoro è imputabile il maggior numero di domande presentate al Servizio conciliazione durante l'anno in esame. Sul totale di domande presentate dagli "altri delegati", aumenta di 15 p.p. il peso degli avvocati, ai quali è riconducibile più del 67% di tali richieste. È inoltre interessante notare che in quasi il 23% dei casi si tratta, invece, di delegati non appartenenti a figure professionali (per esempio, parenti o conoscenti dei clienti o utenti finali titolari della fornitura oggetto della controversia). Gli "altri delegati" hanno rappresentato nel 68% dei casi clienti o utenti finali domestici.

I clienti e gli utenti finali senza l'ausilio di un delegato hanno presentato il 32% delle domande (in ribasso di 4 p.p. rispetto al 2018), e, all'interno di tale categoria, prevale il comparto domestico con il 71% delle richieste. In circa un caso su 5, a presentare la domanda di conciliazione è stato un rappresentante interno a una piccola e media impresa, mentre circa 200 domande sono ascrivibili ai condomini.

Alle associazioni dei consumatori facenti parte del Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU) è, infine, riconducibile il 27% delle richieste (-2 p.p. rispetto al 2018). Anche nel 2019, una percentuale contenuta di tali domande (14%) ha riguardato un cliente o utente non domestico: in tali casi le associazioni non percepiscono il contributo economico a valere sul Fondo derivante dalle sanzioni irrogate dall'Autorità, previsto, ai sensi di legge, con riferimento ai soli clienti o utenti domestici (consumatori) nell'ipotesi di procedura conciliativa conclusa con accordo (si veda, al riguardo, il successivo paragrafo "Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici").

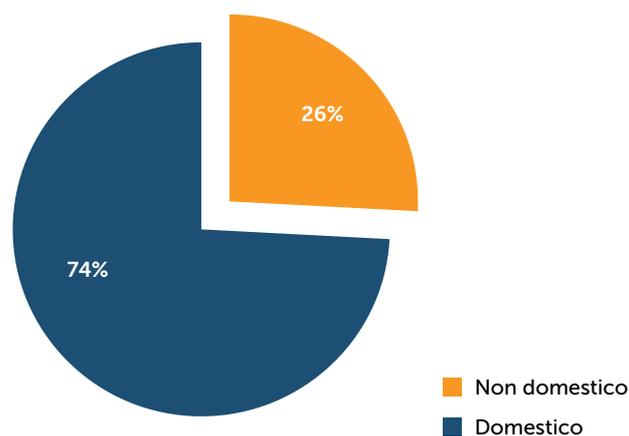
Solo 7, infine, sono state le domande presentate dalle associazioni di categoria in rappresentanza delle piccole e medie imprese.

FIG. 9.7 Domande ricevute dal Servizio conciliazione per attivante (2019)

Fonte: Servizio conciliazione.

Relativamente alle circa 8.500 procedure concluse con accordo, nel 2019, sulla base di quanto dichiarato nelle domande, la fascia di età più interessata al Servizio è stata quella 38-42 anni per i delegati, mentre per i clienti o utenti finali che agiscono in via "diretta" la distribuzione dell'età è stata più diluita.

Complessivamente, nel 2019, le utenze domestiche hanno interessato il 74% delle domande presentate al Servizio conciliazione, a fronte del 26% di quelle non domestiche (Fig. 9.8), in sostanziale continuità con quanto registrato l'anno precedente. Come nel 2018, anche nel 2019 si registra un peso diverso della tipologia di utenza a seconda del settore: nell'elettrico, per esempio, alla clientela domestica fa capo il 60% di domande, mentre nei settori del gas e idrico tale percentuale sale, rispettivamente, al 91% e all'82%.

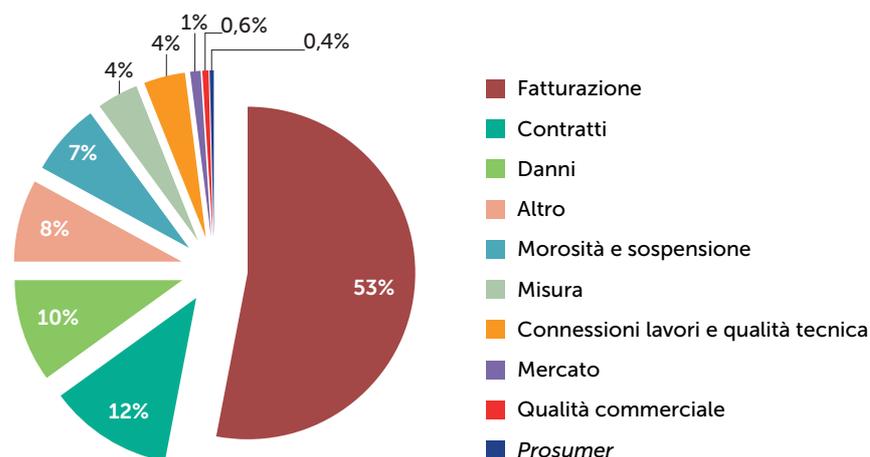
FIG. 9.8 Domande ricevute dal Servizio conciliazione per tipologia di cliente o utente finale (2019)

Fonte: Servizio conciliazione.

Per quanto concerne gli argomenti delle domande presentate al Servizio conciliazione nel 2019 (Figg. 9.9 e 9.10), come dichiarati dagli attivanti all'atto della compilazione del relativo modulo web, riguardo ai settori energetici (14.465 domande) si conferma la "top 3" dell'anno precedente, pur con minime variazioni in punti percentuali: "fatturazione" con il 53% delle richieste (+1 p.p.), "contratti" con il 12% (invariato), "danni" con il 10% (-2% p.p.). Da un anno all'altro, la ripartizione per argomento si conferma, a grandi linee, anche per le 1.540 domande relative al settore idrico, per le quali la "fatturazione" si attesta al 65% delle richieste (+5 p.p. rispetto al 2018), seguita dalla

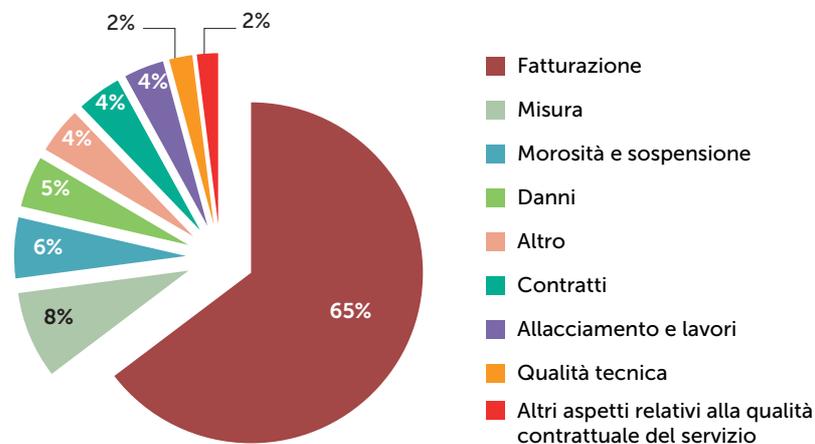
“misura” all’8% (-5 p.p.) e da “morosità e sospensione” al 5% (-3 p.p.). Spacchettando il dato sui settori energetici, si possono individuare percentuali differenti: nell’elettrico la “fatturazione” è al 48% e i “danni” al 16%; nel settore del gas aumenta il peso della “fatturazione”, che si attesta al 62%; per i clienti *dual fuel*, la “fatturazione” è al 51% e i “contratti” al 21%; per i *prosumer*, infine, lo “scambio sul posto” – tematica peculiare per questa categoria di attivanti – copre una quota pari al 34% delle domande.

FIG. 9.9 Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione nei settori energetici (2019)



Fonte: Servizio conciliazione.

FIG. 9.10 Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione nel settore idrico (2019)



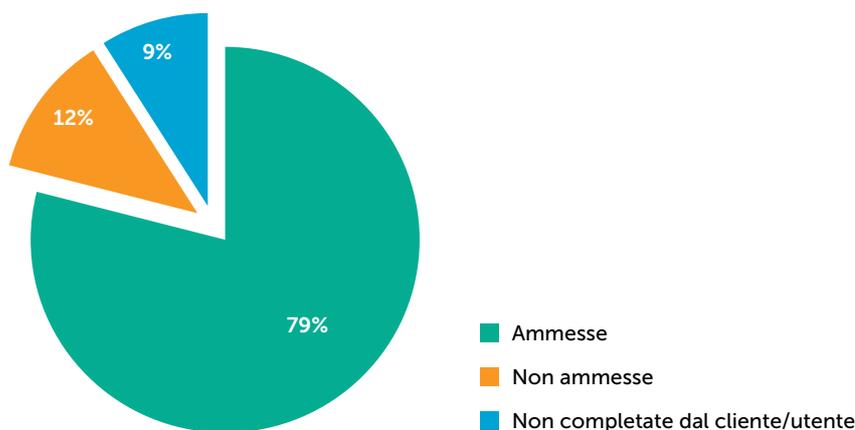
Fonte: Servizio conciliazione.

Relativamente alle circa 8.500 procedure concluse con accordo cui si è già accennato, nel 2019 il valore della controversia è stato dichiarato dall’attivante nel 56% dei casi; di questi, il 54% si colloca nella fascia da 0 a 1.000 euro, mentre l’85% non ha superato i 5.000 euro (soglia degli *small claim* ai sensi del regolamento (CE) 861/2007 dell’11 luglio 2007 e s.m.i.).

Come si evince dalla figura 9.11, il tasso di ammissibilità delle domande presentate al Servizio conciliazione per tutti i settori si attesta al 79%, in lievissima diminuzione (-1 p.p.) rispetto al 2018. Per quanto riguarda le cause di inammissibilità, esse afferiscono per il 44% al mancato completamento della domanda da parte dell’attivante

e per il 56% ad altre cause, fra le quali, in particolare, l'esito negativo della verifica documentale da parte del Servizio e l'utilizzo di un modulo errato da parte dell'attivante. Il dato sull'inammissibilità è analizzabile con riferimento a ciascuna tipologia di attivante: sono i clienti o utenti che agiscono senza delegati a far registrare il tasso di inammissibilità più alto sul totale delle domane presentate (27%), seguiti dagli "altri delegati" (21%) e dalle associazioni del CNCU (12%), alle quali è dunque ascrivibile, di converso, la *performance* migliore in termini di ammissibilità delle domande presentate (88%). Fra gli "altri delegati", gli avvocati presentano domande che non superano il vaglio di ammissibilità nel 20% dei casi, mentre tale percentuale sale al 27% per i delegati non professionali.

FIG. 9.11 Andamento delle domande presentate al Servizio conciliazione (2019)



Fonte: Servizio conciliazione.

In termini di partecipazione degli operatori o dei gestori alle procedure attivate dinanzi al Servizio conciliazione, dal 1° gennaio 2017 vige l'obbligo partecipativo in capo agli operatori dei settori energetici e, dal 1° luglio 2019, l'obbligo è esteso anche ai gestori di maggiori dimensioni. Al riguardo, si segnala che gli operatori di energia, in tutto il 2019, non hanno partecipato agli incontri dinanzi al Servizio conciliazione, violando il relativo obbligo, nello 0,7% delle procedure avviate nel medesimo periodo (si tratta, tendenzialmente, di operatori di piccole dimensioni). I gestori del settore idrico, invece, nella vigenza della facoltà di adesione alle procedure (primo semestre 2019), hanno scelto di non prendervi parte nel 25% dei casi. Nel secondo semestre 2019, i gestori obbligati (cioè quelli di maggiori dimensioni) hanno fatto registrare un tasso di mancata partecipazione – in violazione dell'obbligo – pari al 3% sulle procedure avviate nel medesimo periodo; gli altri gestori (non obbligati), che hanno potuto valutare se aderire o meno, hanno scelto di non partecipare agli incontri nel 4% dei casi.

Il monitoraggio dei casi di mancato adempimento sistematico dell'obbligo partecipativo di cui sopra, segnalati dal Servizio conciliazione nell'ambito della reportistica inviata ai sensi dell'allegato A alla delibera 5 maggio 2016, 209/2016/E/com (Testo integrato conciliazione – TICO) e della delibera 14 luglio 2016, 383/2016/E/com, ha consentito all'Autorità di proseguire nella consueta e connessa attività di *enforcement*. In tal senso, per il periodo 9 agosto 2018-25 febbraio 2019, sono stati effettuati specifici solleciti – con lettere a firma del Direttore della Direzione Advocacy Consumatori e Utenti – che, al 31 dicembre 2019, non hanno reso necessario procedere con ulteriori attività di *enforcement*; per il periodo 26 febbraio 2019-12 settembre 2019, invece, a seguito di analoghi solleciti, con delibera 26 novembre 2019, 484/2019/E/com, l'Autorità ha intimato a 9 operatori e a 1 gestore l'adempimento dell'obbligo partecipativo alle procedure convocate dinanzi al Servizio conciliazione, previa abilitazione alla piattaforma telematica del Servizio medesimo o suo perfezionamento ovvero ripristino

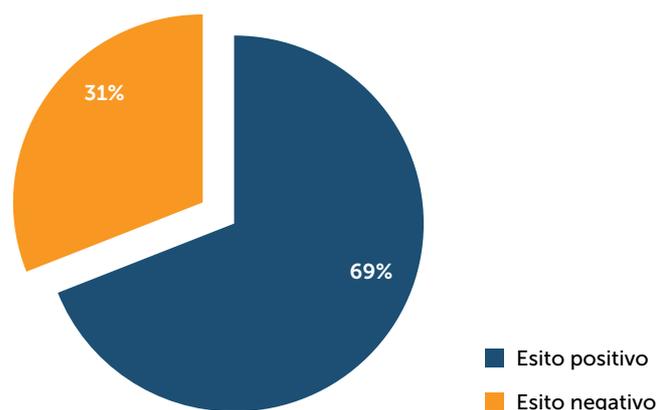
(nel caso di *account* disattivato). Come già indicato nella *Relazione Annuale 2019*, il perdurante inadempimento può costituire il presupposto per l'eventuale avvio di un procedimento per l'adozione di provvedimenti sanzionatori e prescrittivi per violazione del suddetto obbligo partecipativo; in proposito si segnala che nel 2019 tale tipo di procedimento è stato avviato, nei confronti di due operatori inadempienti, con la determina del Direttore della Direzione Sanzioni e Impegni 23 maggio 2019, DSAI/21/2019/com e con la delibera 1° ottobre 2019, 399/2019/S/com, che irroga una sanzione amministrativa pecuniaria e adotta un provvedimento prescrittivo.

Il venditore di energia che partecipa all'incontro conciliativo può richiedere la convocazione del distributore in qualità di ausilio tecnico, qualora tale passo sia reputato necessario ai fini della risoluzione della controversia. Nel 2019, tale circostanza si è verificata nel 54% delle procedure che coinvolgevano il venditore come controparte (+7 p.p. rispetto al 2018).

Come riportato nella figura 9.12, il tasso di accordo su procedure concluse (195 procedure pendenti al 17 marzo 2020) fatto registrare nel 2019 dal Servizio conciliazione, al netto delle procedure rinunciate (pari a circa l'1% delle domande ammesse), è pari al 69% del totale, in aumento di 3 p.p. rispetto al 2018. Per chiudere una procedura, le parti hanno impiegato in media 55 giorni (56 giorni per gli accordi e 52 giorni per i casi di mancato accordo).

Il 78% delle procedure si è concluso in meno di due incontri (5.170 con un incontro e 4.378 entro due incontri). Analizzando il dato delle procedure concluse per ciascun settore, il tasso di accordo è più alto della media nel settore idrico (77%), per i clienti *dual fuel* (75%) e nel settore del gas (74%), mentre è al di sotto per i *prosumer* (69%) e nel comparto elettrico (65%). Guardando alle procedure concluse da ciascuna tipologia di attivante, si conferma, nel 2019, un alto tasso di accordo per le associazioni del CNCU (82%); per i clienti o utenti senza delegati, la percentuale di accordi si attesta al 70%, mentre per gli "altri delegati" è pari al 59%. Fra questi ultimi, i delegati non professionali raggiungono accordi nel 74% dei casi, mentre per gli avvocati tale percentuale è del 52%.

FIG. 9.12 *Esiti delle procedure concluse presso il Servizio conciliazione (2019)*



Fonte: Servizio conciliazione.

Gli accordi sottoscritti dinanzi al Servizio conciliazione, relativi a procedure attivate nel 2019 e concluse, hanno prodotto oltre 10,4 milioni di euro di *compensation*. Tale valore è dato dalla somma algebrica del corrispettivo economico (sotto forma di valore recuperato anche rispetto al valore della controversia oppure di rimborsi, indennizzi, ricalcolo di fatturazioni errate, rinuncia a spese e interessi moratori ecc.) ottenuto dai clienti o utenti finali mediante i predetti accordi.

In conclusione, si segnala che su circa 3.900 questionari compilati al termine della procedura di conciliazione, il 98% degli attivanti si è dichiarato soddisfatto del Servizio (Fig. 9.13).

FIG. 9.13 Risultati della customer satisfaction per il Servizio conciliazione (2019)

	 Molto soddisfatto (1)	 Soddisfatto (2)	 Abbastanza soddisfatto (3)	 Poco soddisfatto (4)	 Per nulla soddisfatto (5)
Totale	51%	35%	12%	1%	1%
Sintesi giudizio	98%			2%	

Fonte: Servizio conciliazione.

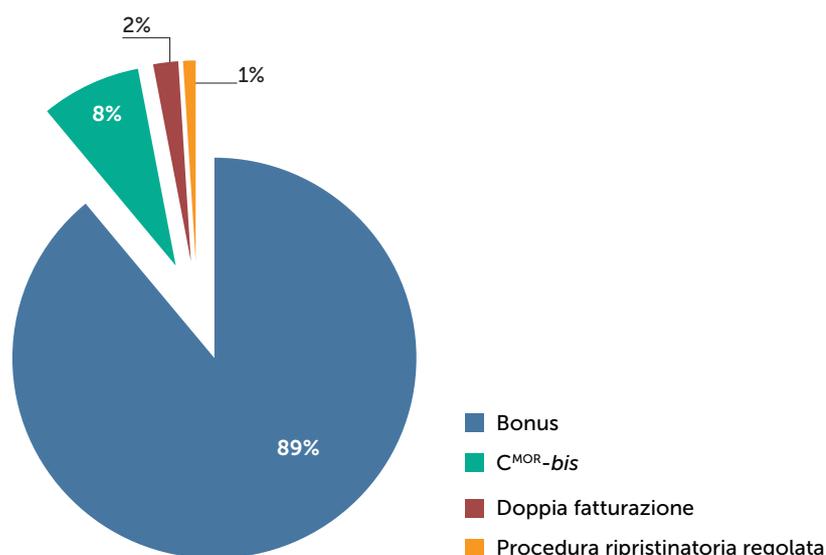
Procedure speciali risolutive

Analogamente a quanto accade per le procedure speciali informative, anche per quelle risolutive lo Sportello, per particolari casistiche dei settori energetici, accede a informazioni codificate in banche dati centralizzate. A differenza di quelle informative, le procedure speciali risolutive consentono di determinare l'esito della controversia e implicano un'interazione con gli operatori, nel caso in cui siano necessarie ulteriori informazioni per consultare le banche dati oppure per verificare il corretto adempimento di quanto prescritto dalla regolazione a seguito della risoluzione della controversia.

Nel 2019, sono pervenute allo Sportello 9.198 richieste di attivazione, in aumento del 27% rispetto al 2018. La quota preponderante di richieste (Fig. 9.14) ha riguardato la procedura speciale in tema di "bonus" (89%); la restante quota percentuale si suddivide fra richieste sui "casi C^{MOR}" (verifica dei presupposti per il suo annullamento, nell'8% del totale), sulla "doppia fatturazione" (2%) e sulla "procedura ripristinatoria volontaria" regolata dal Testo integrato in materia di misure propedeutiche per la conferma del contratto di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale e procedura ripristinatoria volontaria – TIRV¹ (1%). Solo 6, infine, sono i casi di attivazione della procedura speciale risolutiva per "mancata erogazione dell'indennizzo automatico" dovuto entro i termini massimi previsti dalla regolazione. Se sotto il profilo dell'incidenza percentuale di ciascuna procedura sul totale non si registrano significativi scostamenti rispetto al 2018, analizzando le singole procedure si osserva che la variazione più significativa di volumi, in valore assoluto, è riconducibile alla procedura speciale di "bonus", che, da un anno all'altro, fa registrare quasi 2.000 richieste in più; in termini percentuali, invece, è la procedura relativa alla "doppia fatturazione" a far segnare il maggiore aumento (+ 38%) di richieste su base annua.

Il 55% delle richieste ha riguardato il settore del gas, il 36% quello elettrico e il 9% entrambi i settori: rispetto al 2018, aumenta di 5 p.p. il peso della quota afferente al gas a discapito dell'elettrico.

¹ Adottato con la delibera 6 aprile 2017, 228/2017/R/com.

FIG. 9.14 Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive ricevute dallo Sportello (2019)

Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Più nel dettaglio, sul totale delle richieste inviate dallo Sportello agli operatori nel 2019 nell'ambito della gestione delle procedure speciali risolutive, circa il 5% non ha avuto risposta da parte degli operatori medesimi, pur a fronte del relativo obbligo sancito dall'allegato A alla delibera 383/2016/E/com. Al riguardo, nella seconda metà del 2019 è stata avviata una specifica attività di monitoraggio volta alla predisposizione di graduali interventi di *enforcement* del rispetto di tale obbligo di risposta. Sul totale di risposte pervenute nel 2019, invece, in circa il 9% dei casi esse sono state classificate come tardive, in quanto giunte allo Sportello oltre il termine massimo previsto dalla regolazione, mentre, per una quota pari allo 0,5%, tali risposte sono risultate non conformi alla regolazione dell'Autorità (in tema di C^{MOR}).

Nella tavola 9.8 sono indicati i tempi di risposta alle richieste connesse alle procedure speciali risolutive, per lo Sportello, per gli operatori e complessivi.

TAV. 9.8 Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali risolutive (2019)

PROCEDURE SPECIALI RISOLUTIVE	LIVELLI SERVIZIO SPORTELLLO (*)	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI SPORTELLLO (***)	TEMPI RISPOSTA OPERATORE (**)	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI OPERATORE (***)	TEMPISTICA GESTIONE COMPLESSIVA
Bonus	10	5	20	12	18
C ^{MOR}	10	4	10	17	11
Procedura ripristinatoria volontaria	10	5	-	-	6
Doppia fatturazione	10	5	10	8	13
Mancata erogazione indennizzo	10	6	10	10	21

(*) Livelli di servizio ex tabella 1, allegato A alla delibera 383/2016/E/com.

(**) Tempi di risposta ex appendice 2, allegato A alla delibera 383/2016/E/com.

(***) Contabilizzati dalla ricezione della richiesta del cliente. Nel caso della procedura ripristinatoria volontaria, sono contabilizzati alla ricezione del rigetto da parte del venditore.

Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Nel 93% dei casi le procedure speciali risolutive hanno interessato la clientela domestica; la modalità di accesso maggiormente impiegata è stata l'e-mail, sia per i clienti che agiscono senza delegati (60,5% del totale di richieste presentate da questa tipologia di attivanti), sia per i delegati (81%).

Elenco degli organismi ADR nei settori di competenza dell'Autorità

L'Autorità, in attuazione dell'art. 141-*decies* del Codice del consumo, con la delibera 17 dicembre 2015, 620/2015/E/com, ha istituito l'Elenco degli organismi ADR deputati a gestire, nei settori di competenza, procedure ADR (*Alternative Dispute Resolution*) ai sensi del titolo II-*bis* della parte V del Codice stesso, disciplinando, nell'allegato A, il procedimento per l'iscrizione nell'Elenco e le modalità di svolgimento delle attività relative alla gestione, alla tenuta e alla vigilanza dell'Elenco medesimo (nel seguito semplicemente Disciplina).

Al 31 dicembre 2019, risultavano iscritti nell'Elenco dell'Autorità, oltre al Servizio conciliazione, 19 organismi ADR (Tav. 9.9). Di questi, 7 sono organismi di conciliazione paritetica settoriali – basati su appositi protocolli di intesa stipulati tra associazioni di consumatori e imprese – e 12 sono organismi trasversali che hanno attestato il possesso della formazione specialistica in uno o più settori di competenza dell'Autorità per almeno un conciliatore ai sensi della Disciplina (tali organismi operano anche in settori diversi da quelli oggetto di iscrizione in Elenco); tra questi ultimi, 11 sono organismi di mediazione e, come tali, iscritti anche nel Registro degli organismi di mediazione tenuto dal Ministero della giustizia ai sensi del decreto legislativo 4 marzo 2010, n. 28 e del decreto ministeriale 18 ottobre 2010, n. 180. Tutti e 19 gli organismi menzionati sono competenti per i settori dell'energia elettrica e del gas; 10 risultano iscritti anche per il settore idrico; per 1 organismo, infine, ai settori energetici e idrico si aggiunge quello del teleriscaldamento e teleraffrescamento (telecalore). L'iscrizione nell'Elenco dell'Autorità è stata notificata al Ministero dello sviluppo economico, quale punto di contatto unico con la Commissione europea; i 19 organismi risultano altresì iscritti alla Piattaforma ODR (*Online Dispute Resolution*) della medesima Commissione, per le controversie tra imprese e consumatori originate dai contratti stipulati online.

Con particolare riferimento al 2019, con apposite delibere dell'Autorità sono stati aggiunti in Elenco 3 nuovi organismi (trasversali)², uno dei quali ha attestato la formazione dei propri conciliatori anche nel settore idrico.

TAV. 9.9 Organismi iscritti nell'Elenco ADR dell'Autorità al 31 dicembre 2019

ORGANISMO	DATA ISCRIZIONE E SETTORI
Servizio conciliazione ARERA	18/12/2015 energia elettrica e gas; 1/7/2018 energia elettrica, gas e servizi idrici
Organismo ADR di conciliazione paritetica Eni gas e luce - Associazioni di consumatori	11/1/2016 energia elettrica e gas
Organismo ADR Edison Energia - Associazioni di consumatori CNCU	12/2/2016 energia elettrica e gas

(segue)

² Delibere 9 aprile 2019, 124/2019/E/com, 7 maggio 2019, 166/2019/E/com e 10 dicembre 2019, 517/2019/E/com.

ORGANISMO	DATA ISCRIZIONE E SETTORI
Negoziante paritetica Enel	3/3/2016 energia elettrica e gas
Sicome SC - Organismo di mediazione (*)	11/3/2016 energia elettrica e gas; 16/3/2018 energia elettrica, gas e servizi idrici
Borlaw - Organismo di mediazione	25/3/2016 energia elettrica e gas; 31/5/2016 energia elettrica, gas e servizi idrici
Istituto nazionale per la mediazione e l'arbitrato Inmediar - Organismo di mediazione	3/2/2017 energia elettrica, gas e servizi idrici
Organismo ADR A2A - Associazioni di consumatori	24/2/2017 energia elettrica, gas e servizi idrici
Organismo ADR Acea - Associazioni di consumatori	24/2/2017 energia elettrica, gas e servizi idrici
SPF Mediazione - Organismo di mediazione	12/6/2017 energia elettrica e gas
ADR Intesa - Organismo di mediazione (*)	12/6/2017 energia elettrica, gas e servizi idrici
Equilibrium - Organismo di mediazione	12/6/2017 energia elettrica e gas; 24/5/2018 energia elettrica, gas e servizi idrici
AccademiADR - Organismo di mediazione	3/11/2017 energia elettrica e gas; 8/8/2018 energia elettrica, gas e servizi idrici
Tota Consulting - Organismo di mediazione (*)	1/12/2017 energia elettrica e gas
Organismo di conciliazione paritetica Iren - Associazioni CNCU	26/2/2018 energia elettrica, gas, servizi idrici, teleriscaldamento e teleraffrescamento
Organismo ADR di conciliazione paritetica E.ON Energia - Associazioni di consumatori	12/4/2018 energia elettrica e gas
Conciliareonline.it/Onlineschlichter.it (*)	8/6/2018 energia elettrica e gas
Conciliando Med di Legal Professional Network - Organismo di mediazione	10/4/2019 energia elettrica e gas
Mediatori Professionisti Roma - Organismo di mediazione	8/5/2019 energia elettrica e gas
Resolvo - Organismo di mediazione (*)	13/12/2019 energia elettrica, gas e servizi idrici

(*) Organismi iscritti in Elenco ai sensi dell'art. 7, comma 7.1, della Disciplina, "Organismi iscritti in altri elenchi".

Fonte: ARERA.

In tema di monitoraggio, da parte dell'Autorità, del mantenimento del requisito della formazione specialistica³ che gli organismi ADR presenti in Elenco devono garantire, ai sensi dell'art. 141-*novies*, comma 2, del Codice del consumo, alla luce delle specifiche rendicontazioni trasmesse all'Autorità con cadenza semestrale, al 31 dicembre 2019 18 organismi ADR su 19 hanno regolarmente attestato la formazione specialistica richiesta e/o l'aggiornamento formativo dei propri conciliatori nei settori per cui sono stati iscritti in Elenco. L'organismo trasversale che non ha fornito le informazioni richieste entro il termine indicato del 31 gennaio 2020 è stato sollecitato dai competenti Uffici dell'Autorità. Si ricorda, al riguardo, che il mancato rispetto di quanto prescritto dal

³ L'iscrizione nell'Elenco ADR dell'Autorità è subordinata all'attestazione del possesso, da parte dei conciliatori incaricati della risoluzione delle controversie relative ai settori di competenza dell'Autorità nei quali l'organismo intende operare, dei requisiti di formazione specifica in tali settori acquisita mediante la frequenza di corsi o seminari di durata non inferiore a 14 ore e di relativi aggiornamenti almeno biennali di durata non inferiore a 10 ore. L'organismo è iscritto in Elenco esclusivamente con riferimento ai settori per i quali sia stata attestata la formazione specifica e soltanto i conciliatori con la formazione apposita potranno svolgere l'attività di incaricati della risoluzione delle controversie nei settori in argomento. Il requisito dell'aggiornamento formativo è assolto se il relativo corso o seminario è completato con esito positivo durante il quarto semestre solare successivo al semestre solare in cui si è svolta la precedente sessione di formazione o aggiornamento.

Codice del consumo e dalla Disciplina può costituire presupposto per l'avvio del procedimento di cancellazione dall'Elenco ADR dell'Autorità, ai sensi dell'art. 5, comma 5.4, della Disciplina medesima. L'aggiornamento formativo dei conciliatori del Servizio conciliazione è stato regolarmente svolto da Acquirente unico con il supporto dell'Autorità.

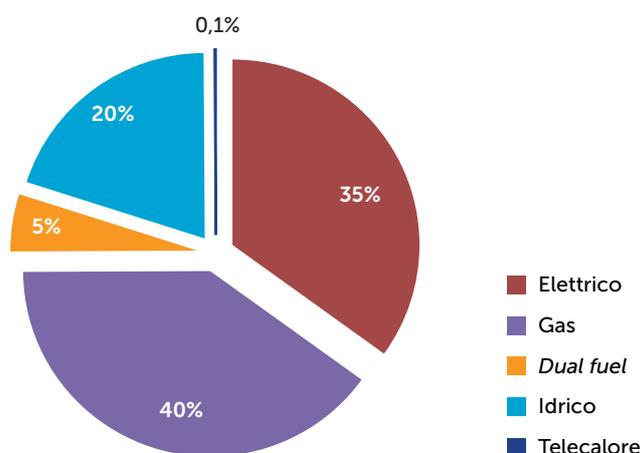
Per quanto riguarda, invece, il monitoraggio sull'andamento delle procedure ADR gestite dagli organismi iscritti in Elenco, anche con riferimento al 2019 essi hanno trasmesso i dati e le informazioni richieste utilizzando l'apposito *format* predisposto dai competenti Uffici dell'Autorità. Il *format*, diffuso per la prima volta per la raccolta dati 2018, riunisce al suo interno, in un'ottica di efficienza, efficacia ed economicità, i contenuti previsti dagli artt. 141-*quater*, comma 2, e 141-*novies*, comma 4, del Codice del consumo in tema di rendicontazione obbligatoria delle attività. Tali Relazioni annuali devono essere trasmesse alle autorità competenti e pubblicate nei siti web degli organismi stessi (la Relazione annuale del Servizio conciliazione è pubblicata nel sito web dell'organismo – conciliazione.arera.it – e in quello dell'Autorità).

Al 31 marzo 2020, hanno trasmesso le Relazioni annuali per il 2019 15 organismi ADR, inclusi tutti quelli di conciliazione paritetica. Un organismo trasversale ha comunicato di non aver ricevuto domande di conciliazione, in ragione dell'iscrizione in Elenco avvenuta a fine anno. I competenti Uffici dell'Autorità hanno, invece, sollecitato i tre organismi trasversali che non hanno inviato i dati entro il termine indicato dall'Autorità (28 febbraio 2020). Anche a tale proposito, si ricorda che il mancato rispetto di quanto prescritto dalla normativa e dalla regolazione applicabili può costituire presupposto per l'avvio del procedimento di cancellazione dall'Elenco ADR dell'Autorità ai sensi dell'art. 5, comma 5.4, della Disciplina.

I tre organismi che non hanno trasmesso i dati in tempo utile, nel 2018, avevano dichiarato poco meno di 100 domande di conciliazione ricevute nei settori oggetto di iscrizione (10% circa relative al settore idrico): di ciò occorre tenere conto ai fini di una comparazione dei dati del 2019 con quelli del 2018 (per quanto riguarda gli organismi trasversali iscritti nel 2019, oltre a quello che non ha ricevuto domande, gli altri due hanno fatto registrare meno di 10 domande pervenute).

Premesso quanto sopra, le informazioni trasmesse dai predetti organismi ADR (con l'esclusione del Servizio conciliazione, per cui si rinvia al precedente sottoparagrafo "Il Servizio conciliazione dell'Autorità") fanno emergere una lieve diminuzione complessiva delle domande di conciliazione rispetto al 2018: in particolare, sono diminuite le domande ricevute nei settori energetici (elettrico, gas e *dual fuel*), mentre sono lievemente aumentate le domande nel settore idrico. Nello specifico, su un totale di 1.819 domande (2.167 nel 2018), 1.451 (contro le 1.856 del 2018) hanno riguardato controversie insorte nei settori elettrico, gas e *dual fuel* e 366 hanno interessato il settore idrico (310 nel 2018), mentre 2 sono afferenti al settore del telecalore (1 nel 2018).

Anche nel 2019 (Fig. 9.15), il settore che ha fatto registrare il maggior numero di domande di conciliazione è quello del gas (40%), seguito dal settore elettrico (35%).

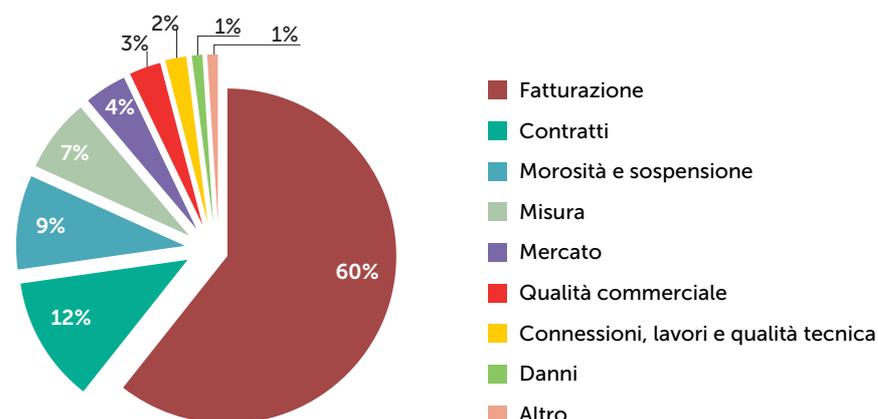
FIG. 9.15 Organismi ADR: domande ricevute per settore (2019)

Fonte: Relazioni annuali 2019 degli organismi ADR.

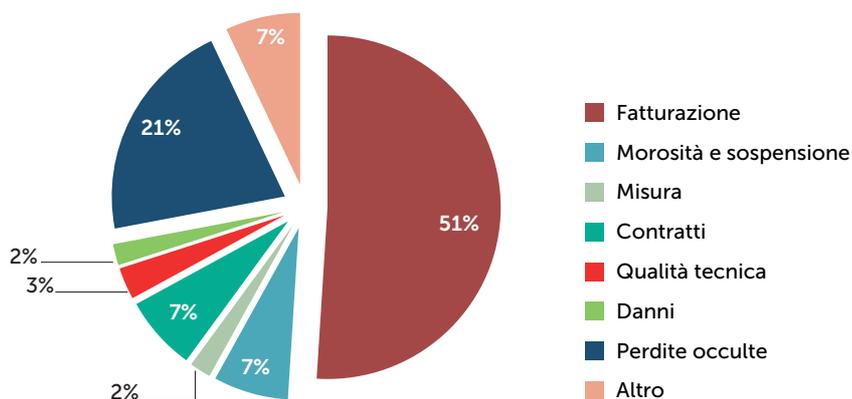
Il 95% delle domande presentate, per tutti i settori, è riconducibile agli organismi ADR di conciliazione paritetica, con una prevalenza di domande nei settori energetici, in particolare del gas ed elettrico (75%, di cui 38% nel settore del gas, 32% nel settore elettrico e 5% nel *dual fuel*), con il 20% di domande pervenute nel settore idrico e lo 0,1% nel settore del telecalore.

Per quanto riguarda la tipologia di attivante, il dato complessivo evidenzia che, nel 56% dei casi, il cliente o utente finale si è avvalso di un delegato appartenente a un'associazione dei consumatori. Tale valore percentuale è il riflesso del volume delle domande ricevute dagli organismi di conciliazione paritetica, in più della metà dei casi presentate direttamente da un'associazione dei consumatori (58%), mentre, per quanto riguarda le domande presentate presso gli organismi trasversali, il cliente o utente finale si è avvalso, nel 75% dei casi, di un delegato professionista diverso dalle associazioni medesime (per esempio avvocato o commercialista).

Riguardo agli argomenti delle controversie, sia nei settori energetici che nel settore idrico quello prevalente, anche nel 2019, è la "fatturazione", che si attesta, rispettivamente, al 60% e al 51%. Seguono, nei settori energetici (Fig. 9.16), le controversie in tema di "contratti" (12%) e "morosità e sospensione" (9%), mentre, nel settore idrico (Fig. 9.17), quelle peculiari in tema di "perdite occulte" (21%), seguite da "morosità e sospensione" (7%) e "contratti" (7%).

FIG. 9.16 Organismi ADR: principali argomenti oggetto delle controversie nei settori energetici (2019)

Fonte: Relazioni annuali 2019 degli organismi ADR.

FIG. 9.17 Organismi ADR: principali argomenti oggetto delle controversie nel settore idrico (2019)

Fonte: Relazioni annuali 2019 degli organismi ADR.

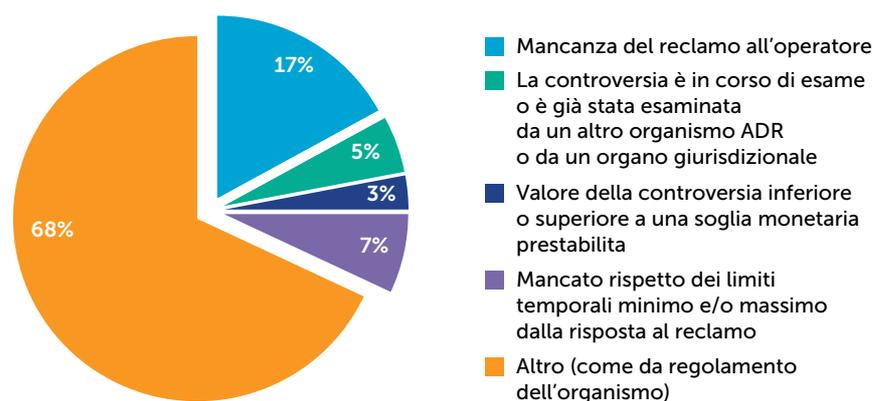
Pur a fronte di una diminuzione delle domande in ingresso, la percentuale delle domande ammesse resta elevata: su 1.819 domande ricevute dagli organismi iscritti in Elenco, il tasso di ammissibilità è pari all'85% nel 2019 (85% nel 2018, a fronte di 2.167 domande ricevute), con un lieve scarto, in termini percentuali, tra i singoli settori, come si evince dalla tavola 9.10. La quasi totalità degli organismi dichiara di aver adottato forme di accesso digitale o telefonico (piattaforma telematica, e-mail o fax).

TAV. 9.10 Organismi ADR: percentuale di domande ammesse su domande ricevute per settore (2019)

SETTORE	N. DOMANDE RICEVUTE	% DOMANDE AMMESSE SU DOMANDE RICEVUTE
Elektrico	642	79%
Gas	722	90%
Dual fuel	87	91%
Idrico	366	81%
Telecalore	2	100%
TOTALE	1.819	85%

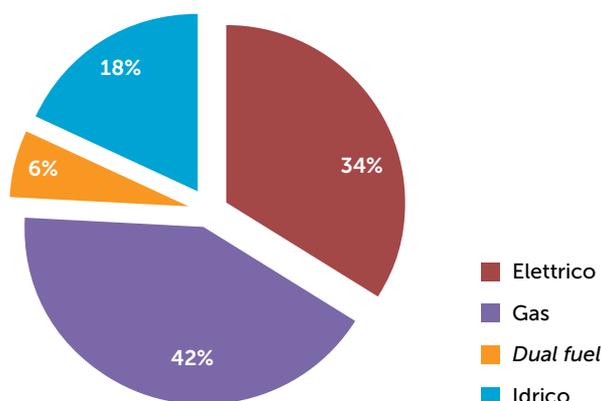
Fonte: Relazioni annuali 2019 degli organismi ADR.

Per quanto riguarda i casi di inammissibilità, oltre ai motivi di rifiuto standardizzati nel Codice del consumo, nelle Relazioni annuali del 2019, gli organismi iscritti in Elenco hanno valorizzato il dato relativo ai motivi previsti nei rispettivi regolamenti che disciplinano l'attivazione e lo svolgimento delle procedure ADR, a cui è riconducibile il 68% dei casi di inammissibilità. Gli altri motivi di inammissibilità hanno riguardato: il mancato rispetto dei termini minimi e massimi dal reclamo e dall'eventuale risposta per la presentazione della domanda (7%), la mancanza del reclamo preventivamente inviato all' esercente (17%), i casi di domanda duplicata oppure già sottoposta ad altro organismo ADR o al giudice (5%) e, in minima parte, i casi di inammissibilità della domanda per valore della controversia inferiore o superiore a una soglia monetaria prestabilita (3%), come riportato nella figura 9.18.

FIG. 9.18 Organismi ADR: principali motivi di inammissibilità della domanda (2019)

Fonte: Relazioni annuali 2019 degli organismi ADR.

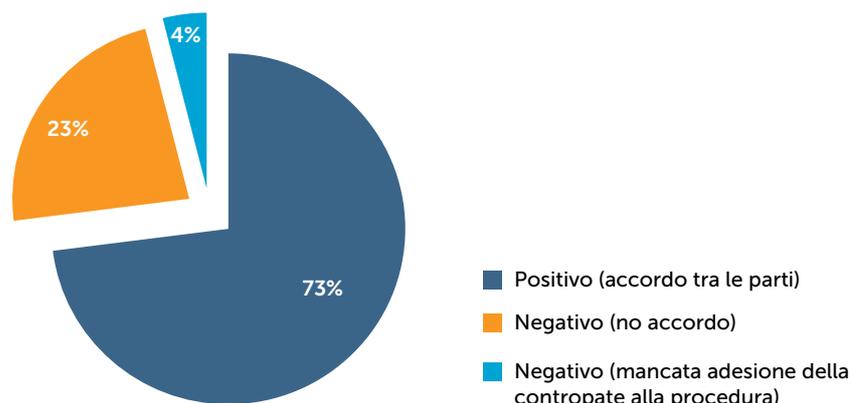
Le procedure scaturite dalle domande ammesse nel 2019 si sono concluse nel corso dello stesso anno nel 78% dei casi, secondo la ripartizione per settore di cui alla figura 9.19; con riferimento al restante 22%, esse risultano pendenti al 31 dicembre 2019 (16%) o interrotte (6%), nella quasi totalità dei casi per rinuncia del cliente o utente finale.

FIG. 9.19 Organismi ADR: distribuzione percentuale delle procedure concluse per settore (2019)

Fonte: Relazioni annuali 2019 degli organismi ADR.

I dati e le informazioni ricevuti dagli organismi ADR iscritti in Elenco evidenziano un andamento positivo delle procedure di conciliazione (Fig. 9.20): nel 73% delle procedure concluse, infatti, le parti hanno raggiunto un accordo.

Tra le motivazioni di mancata conclusione con accordo si registra anche una percentuale dovuta a mancata adesione della controparte alla procedura, che ha interessato esclusivamente gli organismi ADR trasversali, e ciò in ragione del fatto che, dinanzi a tali organismi, non sussiste l'obbligo partecipativo dell'operatore, diversamente da quanto accade per le conciliazioni paritetiche ADR (obbligo assunto volontariamente dall'operatore che ha sottoscritto il Protocollo d'intesa).

FIG. 9.20 Organismi ADR: esiti delle procedure concluse (2019)

Fonte: Relazioni annuali 2019 degli organismi ADR.

Guardando al totale delle procedure concluse per singolo settore, la quota maggiore di accordi è stata raggiunta nel *dual fuel* con l'80% di casi, seguito dal settore del gas con il 76% e dall'elettrico con il 71%; le procedure relative al settore idrico si sono concluse con un accordo nel 71% dei casi.

Anche nel 2019 gli accordi raggiunti sono comunque da ricondurre per il 98% agli organismi ADR di conciliazione paritetica e, per questi ultimi, la quota percentuale di accordi sul totale delle procedure concluse è pari al 72%.

Infine, per quanto riguarda i tempi medi di conclusione delle procedure, nel 2019 le informazioni fornite da tutti gli organismi ADR di conciliazione paritetica e da 5 organismi ADR trasversali evidenziano una differenza a seconda che la procedura si sia conclusa con o senza accordo tra le parti. In media, le procedure si sono concluse in 50 giorni in caso di accordo (come nel 2018), mentre, in caso di mancato accordo, in 54 giorni (rispetto ai 65 giorni del 2018). In tutti i casi esaminati appaiono comunque rispettati i termini previsti dalle disposizioni dettate dal Codice del consumo, che stabilisce un tempo di 90 giorni prorogabili per un massimo di altri 90.

Valutazione dei reclami nel settore dei servizi ambientali

I reclami nel settore idrico

Con la delibera 1° febbraio 2018, 55/2018/E/idr, è stata definita la disciplina transitoria⁴ volta ad assicurare l'estensione graduale al settore idrico del sistema di tutele vigente per i settori energetici, tenendo conto delle specificità e delle esperienze territoriali sinora maturate. Nell'ambito della suddetta disciplina e con riferimento al secondo livello del sistema di tutele, l'Autorità, con la delibera 142/2019/E/idr citata in apertura del Capitolo, ha previsto, per gli utenti finali serviti dai gestori di maggiori dimensioni⁵, la possibilità di utilizzare il Servizio conciliazione per le controversie non risolte con il reclamo di primo livello e, per tutti gli altri utenti, in alternativa al Servizio conciliazione, la possibilità di attivare lo Sportello mediante un reclamo scritto di seconda istanza.

⁴ Gli allegati A e B alla delibera 55/2018/E/idr disciplinano, rispettivamente, la procedura conciliativa dinanzi al Servizio conciliazione (in combinato con le previsioni del TICO applicabili) e la procedura per la gestione dei reclami di seconda istanza da parte dello Sportello.

⁵ Si tratta dei gestori che servono almeno 300.000 abitanti residenti, indicati nella tabella allegata alla delibera 142/2019/E/idr.

In tal senso, i reclami trasmessi allo Sportello dagli utenti finali nel 2019 sono stati 3.830. Quest'ultimo dato, seppure in linea con quello relativo ai volumi gestiti nel 2018, è caratterizzato da fenomeni diversi. Al riguardo, se il numero dei reclami, da un lato, non risente dei volumi di comunicazioni massive trasmesse mediante formulari, nel corso del 2018, da alcune associazioni o comitati che eccepivano le modalità di applicazione da parte di alcuni gestori delle disposizioni regolatorie dell'Autorità⁶, dall'altro, è stato fortemente caratterizzato dalle modalità e dai termini previsti per l'erogazione del bonus idrico, che hanno determinato un notevole ricorso degli utenti allo strumento del reclamo al fine di ottenere riscontri sullo stato delle pratiche in lavorazione presso i gestori. I reclami nel 2019 (Tav. 9.11) hanno avuto come oggetto principalmente il "bonus idrico" (77%) e, a seguire, la "fatturazione" (13%), i "contratti" (4%), la "qualità tecnica" del servizio (2%), le "tariffe" (1%) e i "lavori/allacciamenti" (1%).

TAV. 9.11 Argomenti e sub-argomenti relativi ai reclami trasmessi allo Sportello per il settore idrico (2019)

ARGOMENTO/SUB-ARGOMENTO	TOTALE	VALORE (%) SU TOTALE (*)
BONUS	2.958	77%
Richieste in corso di validazione	1.191	40%
Mancata erogazione da parte del gestore	650	22%
Fornitura non individuata dal gestore	346	12%
No corrispondenza dati utenze/gestori	222	8%
Domande respinte	124	4%
Tipologia fornitura e tariffa applicata	121	4%
Altro	304	10%
FATTURAZIONE	513	13%
Conguagli	242	47%
Consumi	122	24%
Periodicità	38	7%
Rimborsi	36	7%
Perdite occulte	33	6%
Trasparenza bolletta	22	4%
Indennizzi	7	1%
Rateizzazione	6	1%
Autoletture	3	1%
Prescrizione	3	1%
Sisma	1	-
CONTRATTI	168	4%
Morosità	103	61%
Voltura	26	15%
Caratteristiche fornitura	16	10%
Condizioni contrattuali	12	7%
Cessazione	8	5%
Sospensione per morosità	3	2%

(segue)

⁶ Tale fenomeno è stato contenuto, nel 2019, grazie a interventi volti a fornire – attraverso l'aggiornamento del sito web dell'Autorità e, in particolare, dell'Atlante per il consumatore, nonché mediante le indicazioni rese dal *contact center* dello Sportello – i chiarimenti relativi alle disposizioni regolatorie adottate dall'Autorità, oltre alle informazioni sull'utilizzo degli strumenti di tutela disponibili.

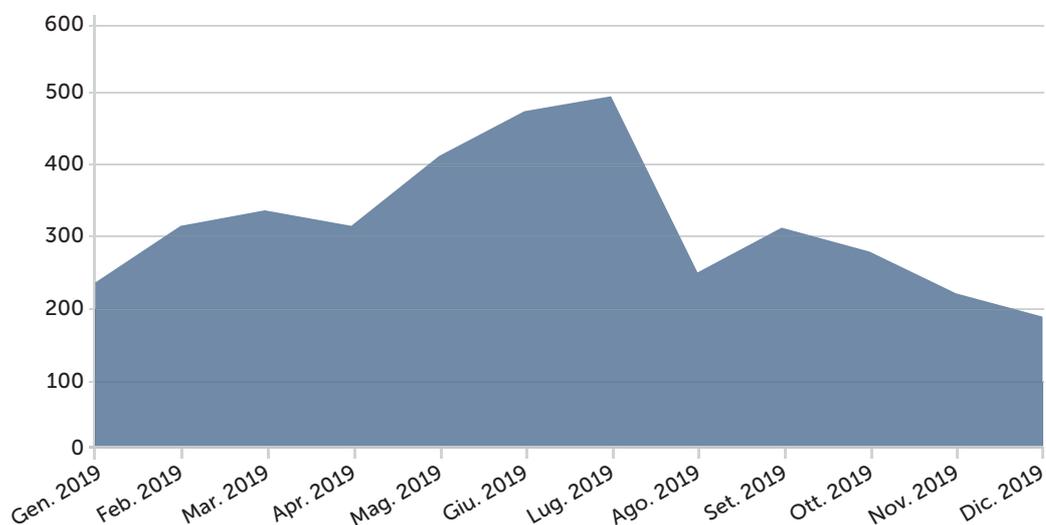
ARGOMENTO/SUB-ARGOMENTO	TOTALE	VALORE (%) SU TOTALE (*)
QUALITÀ TECNICA	91	2%
Interruzioni	45	49%
Perdite idriche	32	35%
Pressione	11	12%
Sicurezza	3	3%
PREZZI E TARIFFE	46	1%
Applicazione TICS	22	48%
Depurazione	10	22%
Tariffe applicate	14	30%
ALLACCIAMENTI/LAVORI	36	1%
Lavori semplici/complessi	23	64%
Attivazione fornitura	6	17%
Costi e preventivi	4	11%
Spostamento contatore	3	8%
MISURA	18	-
Cambio misuratore	11	61%
Verifica misuratore	7	39%
TOTALE	3.830	100%

(*) Valori percentuali dei macro-argomenti arrotondati per difetto.

Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Nella figura 9.21 viene data evidenza del *trend* relativo ai reclami gestiti dallo Sportello con riferimento all'arco temporale gennaio-dicembre 2019. Come si rileva dal grafico, l'andamento dei reclami è costante nell'anno, se si esclude un picco nel trimestre maggio-luglio, dovuto principalmente alle criticità di approvvigionamento della risorsa idrica, in parte da ricondurre ai cambiamenti climatici che stanno interessando e caratterizzando da qualche anno alcune zone del Paese.

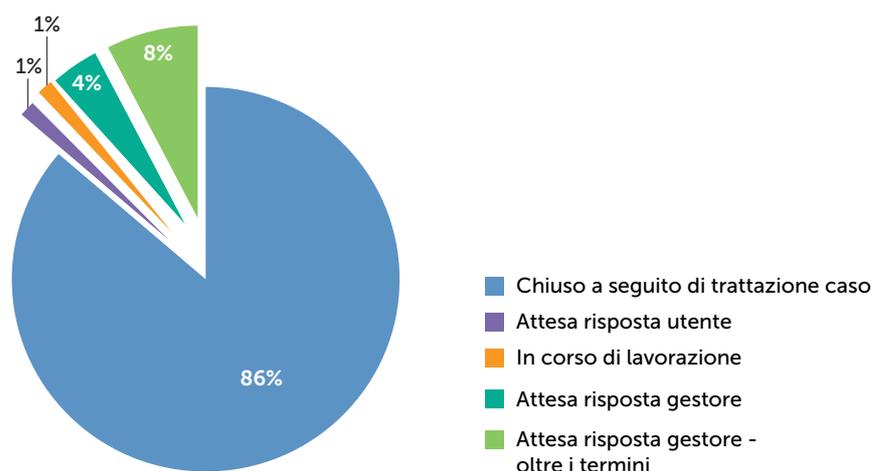
FIG. 9.21 Trend relativo ai reclami gestiti dallo Sportello nel settore idrico (2019)



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Con riferimento ai reclami complessivamente gestiti nel 2019 (Fig. 9.22), si segnala che l'86% è stato risolto attraverso la trattazione da parte dello Sportello, il 6% era in fase di definizione al 31 dicembre 2019 (tra questi casi rientrano quelli in cui si è in attesa di risposta del gestore o di riscontro da parte dell'utente) e il rimanente 8% è costituito dai casi in cui il gestore non ha fornito risposta entro i termini indicati e per i quali lo Sportello provvederà con sollecito. I reclami sono stati trasmessi nell'80% dei casi da utenti domestici (residenti e non residenti), nel 18% da utenti non domestici e nel restante 2% da utenti indiretti (condomini).

FIG. 9.22 *Esito dell'attività di gestione dei reclami del settore idrico da parte dello Sportello (2019)*

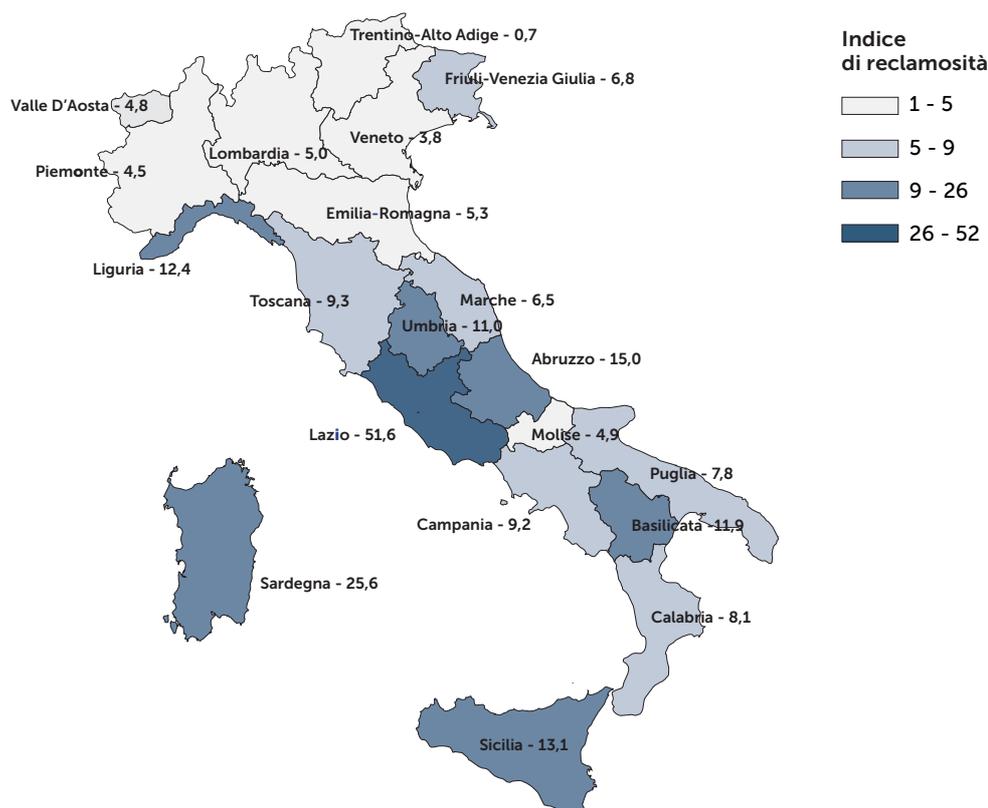


Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Nel corso del 2019 gli Uffici dell'Autorità hanno, inoltre, gestito direttamente oltre 100 comunicazioni relative a problematiche o segnalazioni ritenute meritevoli di particolari approfondimenti (per esempio reclami collettivi, segnalazioni circa le modalità applicative delle disposizioni regolatorie da parte dei gestori o richieste aventi a oggetto aspetti tariffari), al fine di definirne il merito e individuare soluzioni anche mediante specifiche richieste di informazioni o trasmettendo diffide ai gestori sul rispetto della regolazione, ove necessario interessando gli enti di governo dell'ambito territorialmente competenti. Nei casi in cui i gestori risultino inadempienti agli obblighi di risposta alle richieste di informazioni trasmesse dallo Sportello o dall'Autorità, quest'ultima interviene adottando un provvedimento di intimazione ad adempiere quale presupposto per l'eventuale esercizio del potere sanzionatorio e prescrivivo di cui all'art. 2, comma 20, lettere c) e d), della legge 14 novembre 1995, n. 481.

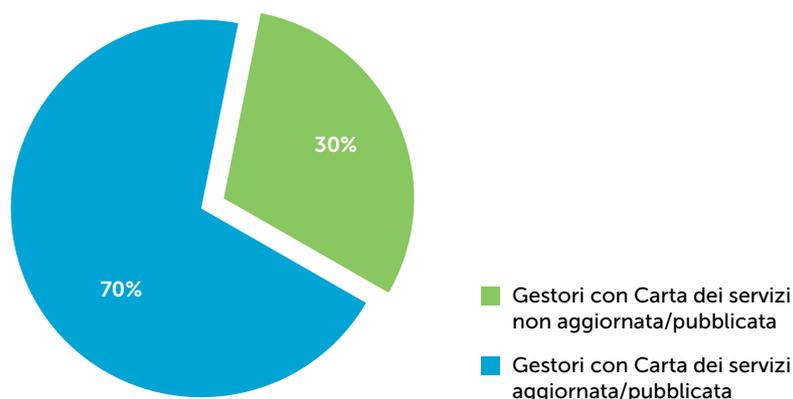
Nel 2019, con la delibera 19 marzo 2019, 95/2019/E/idr, l'Autorità ha intimato a 20 gestori di fornire risposta alle richieste di informazioni che non risultavano considerate nonostante i solleciti inviati. Dei 20 gestori sollecitati, 5 non hanno comunque ottemperato alle richieste intimate e nei loro confronti sono stati adottati i relativi provvedimenti sanzionatori che hanno comportato l'applicazione di sanzioni per complessivi 43.500 euro.

In base ai dati raccolti nel 2019, nell'ambito del monitoraggio del settore effettuato dallo Sportello per conto dell'Autorità, è stato calcolato l'indice di reclusività per il settore idrico, inteso come numero dei reclami ricevuti dallo Sportello ogni 100.000 abitanti per Regione (Fig. 9.23). Le Regioni del Centro Italia sono risultate quelle con l'indice di reclusività più elevato (Lazio 51,6%, Abruzzo 15% e Umbria 11%), seguite dalla Sardegna (25,6%), dalla Sicilia (13,1%) e dalla Liguria (12,4%).

FIG. 9.23 *Indice di reclusività per il settore idrico su base regionale (2019)*

Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Nell'ambito del suddetto monitoraggio è stata anche verificata l'adozione della Carta dei servizi da parte di ciascun gestore destinatario di reclami, segnalazioni o richieste di informazione degli utenti; in tal modo è stato possibile verificare se gli standard di qualità previsti dai gestori e le relative modalità di applicazione risultavano aggiornati secondo le disposizioni approvate dall'Autorità in materia di qualità contrattuale del servizio (allegato A alla delibera 23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr, Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato – RQSII). Nella successiva figura 9.24, sono riportati gli esiti del monitoraggio e, in particolare, i risultati delle verifiche effettuate nel 2019 sui 321 gestori (50% in più dei gestori interessati nel 2018) destinatari delle comunicazioni trasmesse dagli utenti allo Sportello. Dal monitoraggio è emerso che il 70% del totale, pari a 224 gestori, ha pubblicato sul proprio sito internet la Carta dei servizi e che la stessa è risultata anche aggiornata alle disposizioni dell'Autorità, mentre, nel restante 30% dei casi, relativo a 97 gestori (prevalentemente Comuni del Centro-Sud d'Italia, che gestiscono direttamente il servizio idrico integrato), la Carta dei servizi non è risultata pubblicata o, se pubblicata, il gestore non ha provveduto ad aggiornarla alle disposizioni dell'RQSII.

FIG. 9.24 Focus sui gestori del settore idrico – Carta dei servizi (2019)

Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

I reclami nel settore dei rifiuti e del teleriscaldamento

Come accennato *supra*, l’Autorità, con la delibera 15 ottobre 2019, 408/2019/E/tlr, ha avviato un procedimento per la graduale estensione al settore del teleriscaldamento e del teleraffrescamento (telecalore) del sistema di tutele per la gestione dei reclami e delle controversie dei clienti e utenti finali, oggi operativo a regime per i settori energetici e, sulla base di una disciplina transitoria, anche per il settore idrico. Tale provvedimento è stato adottato in ragione dell’evoluzione del quadro normativo di riferimento⁷, nonché in considerazione delle novità regolatorie che hanno interessato la qualità contrattuale e la trasparenza del servizio di telecalore, gli obblighi informativi in tema di allacciamento, disconnessione e scollegamento, le modalità per l’esercizio del diritto di recesso e, da ultimo, gli obblighi in materia di sicurezza e continuità del servizio⁸.

Tale evoluzione ha comportato un aumento delle richieste di informazioni trasmesse all’Autorità dagli utenti del settore, sia al fine di ottenere delucidazioni circa le modalità di applicazione delle disposizioni adottate, sia per conoscere gli strumenti e le tutele rese disponibili. A oggi, i reclami, le segnalazioni e le richieste di informazioni sono gestiti dagli Uffici dell’Autorità nei casi di comunicazioni collettive e di particolare rilevanza e, comunque, dopo aver verificato che la richiesta sia già stata trasmessa all’esercente per una prima valutazione e risposta. L’Autorità, anche per mezzo di richieste di chiarimenti inviate agli esercenti del settore del telecalore, effettua approfondimenti, spesso di natura tecnica, e individua possibili soluzioni alle criticità segnalate predisponendo, ove necessario, diffide al rispetto della regolazione vigente. A partire dal 2017, sono pervenute all’Autorità da parte degli utenti del settore del telecalore circa 215 comunicazioni, tra reclami, istanze e segnalazioni. Con riferimento all’anno 2019, l’Autorità ha gestito circa 30 pratiche che hanno interessato complessivamente 14 esercenti. Le contestazioni degli utenti hanno riguardato: per il 52% le modalità di calcolo e gli importi indicati nei documenti di fatturazione; per il 29% la qualità contrattuale e tecnica del servizio⁹; nei rimanenti casi,

⁷ La legge concorrenza 2017 ha integrato i compiti specifici attribuiti all’Autorità nel telecalore, disponendo che “l’Autorità (...) garantisce (...) il trattamento efficace dei reclami e delle procedure di conciliazione per tutti i settori oggetto di regolazione e controllo da parte della medesima Autorità, a beneficio dei clienti finali e degli utenti dei predetti settori, anche avvalendosi della società Acquirente unico (...)” (art. 1, comma 72).

⁸ Delibere 18 gennaio 2018, 24/2018/R/tlr, 11 dicembre 2018, 661/2018/R/tlr, 16 luglio 2019, 313/2019/R/tlr, 17 dicembre 2019, 548/2019/R/tlr recanti, rispettivamente, il Testo unico della regolazione dei criteri di determinazione dei corrispettivi di allacciamento e delle modalità di esercizio da parte dell’utente del diritto di recesso per il periodo di regolazione 1° giugno 2018-31 dicembre 2021 (TUAR), la Regolazione della qualità commerciale del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo di regolazione 1° luglio 2019-31 dicembre 2021 (RQCT), il Testo integrato in tema di trasparenza nel servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo di regolazione 1° gennaio 2020-31 dicembre 2023 e la Regolazione della qualità tecnica del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo di regolazione 1° luglio 2020-31 dicembre 2023 (RQTT).

⁹ In particolare, si tratta perlopiù di reclami riconducibili a problematiche di natura tecnica che hanno interessato la fornitura del servizio a opera di un esercente.

le tariffe applicate e le modalità di misurazione dei consumi. Tenuto conto delle caratteristiche del settore, dei provvedimenti di regolazione finora adottati nonché dei dati e delle informazioni a oggi raccolte anche attraverso la gestione dei reclami, l'Autorità, con il procedimento sopra citato, ha previsto di avviare, entro il termine del 31 dicembre 2020, la graduale estensione del sistema di tutele anche al settore del telecalore, definendone, in particolare, le prime modalità applicative del livello base (informazione) e del secondo livello (controversie non risolte con il reclamo al proprio esercente), anche alla luce di quanto previsto dal Quadro strategico 2019-2021¹⁰.

Per quanto riguarda il settore dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati, con la delibera 5 aprile 2018, 197/2018/R/rif, l'Autorità ha previsto una prima gestione temporanea delle comunicazioni degli utenti da parte dello Sportello, utilizzando le risorse già impegnate da quest'ultimo per lo svolgimento delle analoghe attività per i settori energetici e idrico e con le medesime modalità operative, ove compatibili. Il compito assegnato allo Sportello, in attesa che venga definita la regolazione in tema di tutele per il settore dei rifiuti, consiste nel ricevere, classificare ed esaminare le comunicazioni pervenute dagli utenti al solo fine di trasferire le informazioni raccolte all'Autorità, affinché quest'ultima ne possa tenere conto per la definizione complessiva del quadro regolatorio di competenza. Nel 2019 sono state trasmesse allo Sportello circa 30 comunicazioni, tra richieste di informazioni, reclami e segnalazioni da parte degli utenti del settore dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati. I principali argomenti delle comunicazioni hanno riguardato la qualità del servizio, la fatturazione, le tariffe e altre tematiche, quali, per esempio, la fiscalità in materia di servizio di gestione dei rifiuti o la gestione dei rifiuti speciali, per le quali l'Autorità non ha competenza.

Iniziative a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: i bonus sociali

Con la delibera 7 maggio 2019, 165/2019/R/com, l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni del decreto legge 28 gennaio 2019, n. 4, recante "Disposizioni urgenti in materia di reddito di cittadinanza e di pensioni" (convertito, con modificazioni, dalla legge 28 marzo 2019, n. 26). Il richiamato decreto ha stabilito che il Reddito di cittadinanza (RdC) può essere riconosciuto ai nuclei familiari che presentano determinate caratteristiche, tra le quali un indicatore della situazione economica equivalente (ISEE) inferiore a 9.360 euro, e che, per i nuclei familiari composti esclusivamente da uno o più componenti di età pari o superiore a 67 anni, l'RdC assume la denominazione di Pensione di cittadinanza (PdC). Il decreto dispone, inoltre, che ai beneficiari di RdC-PdC siano estese le agevolazioni relative alle tariffe elettriche riconosciute alle famiglie economicamente svantaggiate e quelle relative alla compensazione per la fornitura di gas naturale.

La delibera 165/2019/R/com ha recepito il decreto legge n. 4/2019 e apportato le opportune modifiche e adeguamenti all'allegato A alla delibera 26 settembre 2013, 402/2013/R/com (Testo integrato delle modalità applicative dei regimi di compensazione della spesa sostenuta dai clienti domestici disagiati per le forniture di energia elettrica e gas naturale – TIBEG), consentendo ai titolari di RdC e PdC di avere accesso al bonus elettrico e gas per disagio economico. Tali accessi sono stati consentiti secondo le modalità già previste per gli altri

¹⁰ Il Quadro strategico dell'Autorità, all'interno dell'obiettivo strategico OS.1 "Dare voce al consumatore", rientrante in uno dei temi trasversali denominato "Il consumatore consapevole", ha previsto, fra le principali linee di intervento, la "Estensione anche ai settori ambientali di procedure per la conciliazione delle controversie degli utenti finali, in particolare per i servizi idrici all'interno del percorso definito verso la conciliazione obbligatoria e ai rifiuti e al teleriscaldamento limitatamente alle materie potenzialmente oggetto di negoziazione risolutiva".

beneficiari del bonus elettrico e gas per disagio economico, in termini di data di inizio e di durata del periodo di agevolazione.

Per rendere pienamente operative le modifiche di cui sopra, l'Autorità ha provveduto, con la determina del Direttore della Direzione Advocacy Consumatori e Utenti 17 maggio 2019, 1/2019, a modificare il Modulo A, utilizzato per richiedere il bonus sociale elettrico, gas e idrico, in conformità con quanto previsto dalla delibera 165/2019/R/com, integrandolo con i riferimenti utili a documentare la titolarità dell'RdC o della PdC in capo al soggetto richiedente.

Nel mese di giugno 2019, l'Autorità ha presentato al Parlamento e al Governo una segnalazione (25 giugno 2019, 280/2019/I/com) nella quale ha sottolineato la necessità di adottare meccanismi di attribuzione automatica dei bonus sociali ai potenziali destinatari. Infatti, nonostante l'impegno profuso per diffondere la conoscenza degli strumenti per ottenere le agevolazioni tra coloro che ne hanno diritto, il ricorso a queste facilitazioni non risulta, a oggi, ancora particolarmente esteso, pur in presenza di situazioni di gravi difficoltà economiche nel Paese. Al fine di massimizzare la diffusione dei bonus sociali nazionali, con la citata segnalazione l'Autorità ha proposto a Governo e Parlamento di introdurre uno scambio telematico dei dati già contenuti nelle banche dati pubbliche dell'INPS (Istituto nazionale della previdenza sociale) e del SII (Sistema informativo integrato), nel rispetto della normativa in materia di protezione dei dati personali, così da attribuire automaticamente i bonus sociali a tutti i cittadini aventi attestazione ISEE sotto la soglia prevista dalla normativa in vigore, senza che questi ultimi debbano presentare apposita domanda. Inoltre, nella segnalazione, l'Autorità auspicava l'estensione del bonus sociale idrico ai percettori di Reddito di cittadinanza e la riparametrazione del suddetto bonus per tutti gli aventi diritto, in modo da ricomprendere anche le spese relative ai servizi di fognatura e di depurazione.

Le proposte avanzate dall'Autorità nella segnalazione sono state recepite dal decreto legge 26 ottobre 2019, n. 124, convertito, con modificazioni, dalla legge 19 dicembre 2019, n. 157 (c.d. decreto fiscale). In particolare, il decreto ha disposto, tra l'altro: dal 1° gennaio 2020, l'ampliamento del bonus idrico anche ai costi relativi al servizio di fognatura e di depurazione; sempre dal 1° gennaio 2020, il riconoscimento ai titolari di RdC e PdC anche del bonus idrico; dal 1° gennaio 2021, il riconoscimento automatico dei bonus sociali nazionali alle famiglie aventi diritto, eliminando la necessità di presentare apposita domanda ai Comuni e/o ai centri di assistenza fiscale.

Più nel dettaglio, in relazione all'automatismo del sistema, il decreto legge stabilisce che i bonus sociali nazionali, di cui al decreto stesso, siano riconosciuti automaticamente a tutti i soggetti il cui ISEE in corso di validità sia compreso entro i limiti stabiliti dalla legislazione vigente e che l'Autorità, con propri provvedimenti, sentito il Garante per la protezione dei dati personali, definisca le modalità di trasmissione delle informazioni utili da parte dell'INPS al SII gestito da Acquirente unico. Inoltre, secondo il decreto, l'Autorità definisce le modalità applicative per l'erogazione delle compensazioni e, sentito il Garante per la protezione dei dati personali, le modalità di condivisione delle informazioni relative agli aventi diritto ai bonus tra SII e SGATE (Sistema di gestione delle agevolazioni sulle tariffe energetiche), al fine di assicurare il pieno riconoscimento ai cittadini delle altre agevolazioni sociali previste.

In ultimo, il decreto dispone l'introduzione del bonus nazionale rifiuti, prevedendo l'individuazione dei relativi beneficiari con le modalità utilizzate per i bonus sociali già attivi, sulla base di principi e criteri definiti con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro del lavoro e delle politiche sociali, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e del Ministro dell'economia e delle finanze.

Con la delibera 3 dicembre 2019, 499/2019/R/com, l'Autorità ha disposto l'aggiornamento del valore soglia dell'ISEE, sulla base di quanto stabilito dall'art. 1, comma 3, del decreto del Ministro dello sviluppo economico 29 dicembre 2016. Tale decreto, contestualmente all'aggiornamento della soglia ISEE per l'accesso ai bonus sociali nazionali (fissata a 8.107,5 euro), ha stabilito che l'Autorità, con cadenza triennale, provveda ad aggiornare l'importo sulla base del valore medio dell'indice nazionale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati in ciascun triennio di riferimento. Essendo trascorsi i tre anni previsti dalla norma, con la citata delibera, l'Autorità ha aggiornato la soglia ISEE che consente l'accesso alle agevolazioni, innalzandola a 8.265 euro dal 1° gennaio 2020. Grazie a tale innalzamento, si stima che nel 2020 potranno beneficiare dei bonus sociali circa 200mila nuovi utenti in più.

I bonus elettrico e gas in cifre

Nel 2019 il numero di cittadini che hanno richiesto e ottenuto il bonus sociale per le forniture elettriche e del gas è stato così ripartito: 870.277 famiglie hanno avuto accesso al bonus sociale elettrico, e di queste 829.209 per disagio economico e 41.068 per disagio fisico; 558.514 famiglie hanno avuto accesso al bonus sociale gas; 447.213 famiglie hanno richiesto e ottenuto il bonus sociale idrico. L'ammontare complessivo dei bonus erogati per il settore elettrico (per disagio economico e per disagio fisico) e per il settore del gas è stato pari, rispettivamente, a circa 135,5 e 76,2 milioni di euro. Per il settore idrico sono stati erogati bonus per un totale di circa 13,7 milioni di euro.

Nell'anno in esame, 374.525 famiglie che hanno beneficiato del bonus idrico risultano anche beneficiarie dei bonus elettrico e gas.

Dal 2017 si è assistito a una crescita del numero di beneficiari delle agevolazioni, dopo due anni di sostanziale stabilità; la crescita si conferma nel 2019, come evidenziato nella tavola 9.12. Tale fenomeno è attribuibile prevalentemente all'innalzamento della soglia ISEE di riferimento che, come sopra ricordato, dal 1° gennaio 2017, in virtù del decreto ministeriale 29 dicembre 2016, è passata da 7.500 euro a 8.107,5 euro; il nuovo innalzamento di soglia a 8.265 euro porterà auspicabilmente, nel 2020, a un ulteriore allargamento della platea dei beneficiari.

TAV. 9.12 Clienti titolari di bonus elettrico e gas (anni 2015-2019)

	BONUS ELETTRICO			BONUS GAS	TOTALE BONUS EROGATI
	DISAGIO ECONOMICO	DESTINATO AI SOGGETTI TITOLARI DI CARTA ACQUISTI	DISAGIO FISICO	DISAGIO ECONOMICO	
2015	622.151	22.520	28.267	448.496	1.121.434
2016	622.410	27.624	30.373	448.707	1.129.114
2017	706.969	25.473	32.643	499.808	1.264.893
2018	771.566	23.589	35.903	519.375	1.350.433
2019	829.209	8.389	41.068	558.514	1.428.791
Variazione % 2019/2018	+7,4%	-64,4%	+14,3%	+7,5%	-

Fonte: SGAta.

In termini di distribuzione geografica, nel 2019 i clienti con un'agevolazione in corso sono stati ripartiti secondo quanto indicato nella tavola 9.13: in generale, nel Sud e nelle Isole i beneficiari del bonus elettrico, che usufruiscono anche del bonus gas, sono stati meno numerosi di quelli del Nord. Precisamente, nel Sud solo il 54,7% delle famiglie che hanno ottenuto il bonus elettrico ha beneficiato anche di quello gas, mentre tale percentuale sale all'82,3% nel Nord-Est e all'80,7% nel Nord-Ovest. Si ricorda che il dato riferito alle Isole riguarda solo la Sicilia, poiché la Sardegna non è metanizzata. In generale, rispetto al 2018, si registra una maggiore dinamica del bonus elettrico rispetto a quello gas e, quindi, anche una flessione di qualche punto nella percentuale di clienti finali che hanno avuto accesso sia al bonus elettrico che a quello gas.

TAV. 9.13 Ripartizione delle famiglie beneficiarie del bonus per area geografica^(A) (anno 2019)

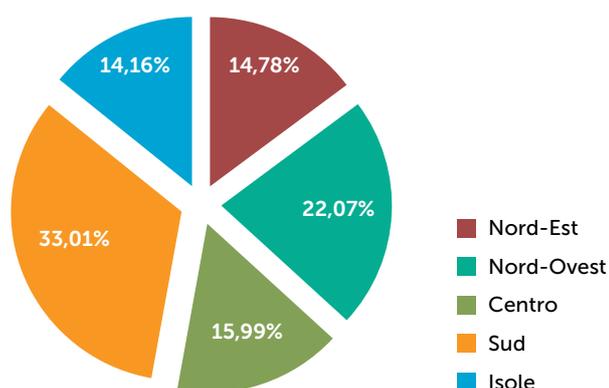
	NORD-OVEST	NORD-EST	CENTRO	SUD	ISOLE
Elettrico^(B)	192.064	128.633	139.141	287.244	123.195
% sul totale	22,07	14,78	15,99	33,01	14,16
Gas	155.142	105.863	105.505	157.136	34.868
% sul totale	27,78	18,95	18,89	28,13	6,24
Gas/Elt (%)	80,78	82,30	75,83	54,70	28,30

(A) Il Nord-Ovest comprende: Liguria, Lombardia, Piemonte e Valle d'Aosta; il Nord-Est: Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Trentino-Alto Adige e Veneto; il Centro: Lazio, Marche, Toscana e Umbria; il Sud: Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Molise e Puglia; le Isole: Sardegna e Sicilia.

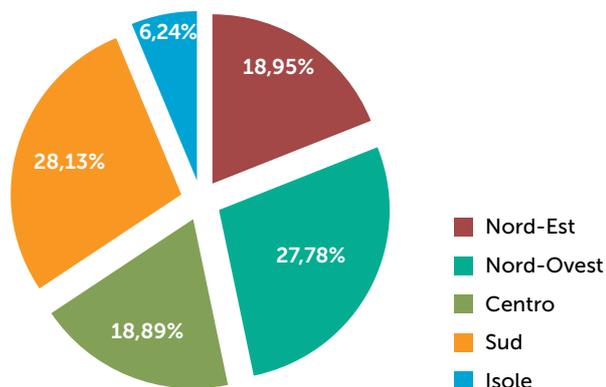
(B) Compresi il bonus per disagio economico, la Carta acquisti e il bonus per disagio fisico; quest'ultimo incide per il 4% sul totale dei bonus elettrici erogati.

Fonte: SGAtc.

FIG. 9.25 Domande di bonus elettrico ammesse alla compensazione: ripartizione percentuale per area geografica (2019)



Fonte: SGAtc.

FIG. 9.26 Domande di bonus gas ammesse alla compensazione: ripartizione percentuale per area geografica (2019)

Fonte: SGAta.

Bonus elettrico per disagio economico e Carta acquisti

A partire dall'introduzione dell'agevolazione nel 2008 e fino al 31 dicembre 2019, il numero di famiglie che ha usufruito, per almeno un anno, del bonus elettrico per disagio economico, compresi i beneficiari di Carta acquisti (per cui si veda oltre), è stato pari a circa 3,1 milioni di nuclei, localizzati per oltre il 50% nelle macro-aree del Sud e delle Isole.

Con riferimento alla numerosità (ovvero al numero dei componenti) dei nuclei familiari titolari di bonus elettrico per disagio economico, si evidenzia (Tav. 9.14) una stabile prevalenza di famiglie con non più di quattro componenti. Le famiglie numerose, come definite ai sensi dell'art. 3, comma 9-bis, del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, sono 23.376 e rappresentano il 3,5% del totale delle famiglie beneficiarie del bonus elettrico.

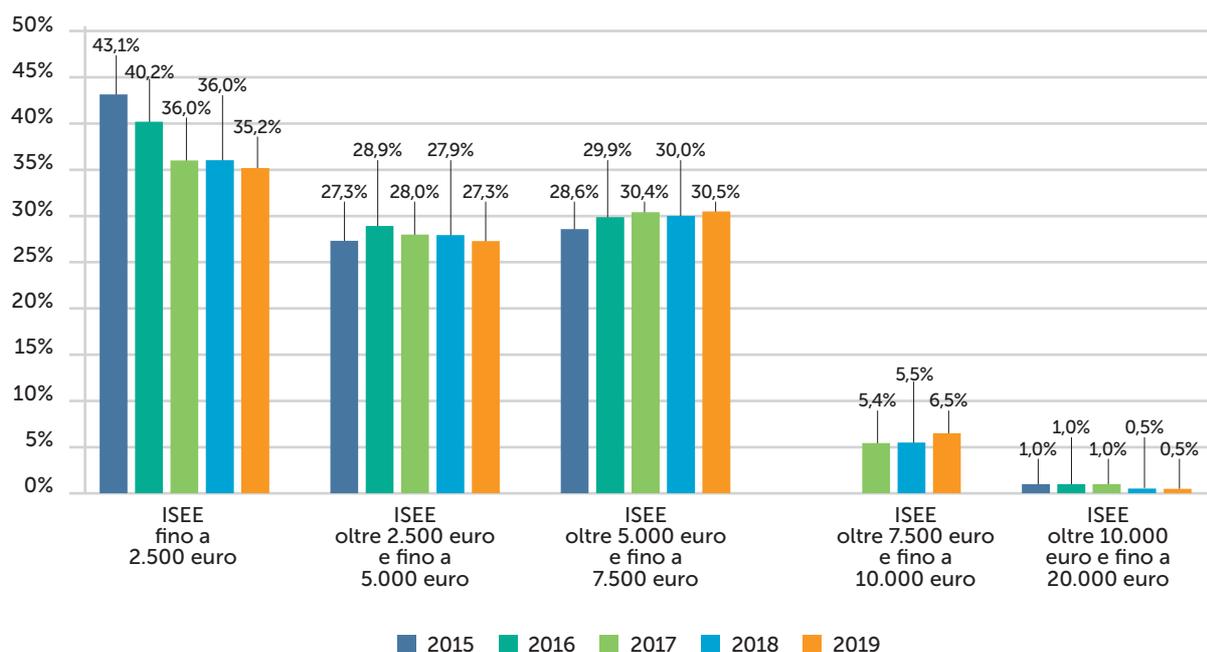
TAV. 9.14 Nuclei per numerosità familiare con agevolazione bonus elettrico per disagio economico in corso (anni 2015-2019)

		NUMEROSITÀ FAMILIARE			TOTALE
		1-2 COMPONENTI	3-4 COMPONENTI	OLTRE 4 COMPONENTI	
2015	Valore	266.102	243.658	112.391	622.151
	%	42,77	39,16	18,06	100,00
2016	Valore	256.018	250.957	115.435	622.410
	%	41,13	40,32	18,55	100,00
2017	Valore	293.550	285.651	127.768	706.969
	%	41,52	40,41	18,07	100,00
2018	Valore	328.913	309.808	132.845	771.566
	%	42,63	40,15	17,22	100,00
2019	Valore	369.690	324.511	135.008	829.209
	%	44,50	39,20	16,30	100,00

Fonte: SGAta.

La figura 9.27 riporta la distribuzione percentuale, per livelli di ISEE, delle famiglie che hanno beneficiato del bonus elettrico per disagio economico nel 2019, rapportandola agli anni precedenti. Nel 2019, resta elevata la percentuale di nuclei beneficiari con un ISEE fino a 5.000 euro, che si attesta al 62%, e si conferma l'aumento di peso della fascia compresa fra 7.501 e 10.000 euro, che ricomprende le famiglie ammesse all'agevolazione per la prima volta nel 2017, grazie all'innalzamento del livello soglia dell'ISEE.

FIG. 9.27 Distribuzione dei livelli di ISEE dei nuclei familiari con agevolazione bonus elettrico per disagio economico in corso, in valori percentuali (anni 2015-2019)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati SGAtè.

Il decreto legge 9 ottobre 2008, n. 155, convertito, con modificazioni, dalla legge 4 dicembre 2008, n. 190, ha disposto l'estensione del bonus sociale elettrico ai beneficiari della Carta acquisti che non lo avessero già richiesto autonomamente tramite le modalità ordinarie. Successivi decreti hanno stabilito che l'estensione del bonus sociale ai beneficiari della Carta acquisti fosse attuata automaticamente tramite lo scambio di informazioni tra il sistema informativo di gestione della Carta acquisti (SICA-INPS) e il sistema informativo di gestione del bonus sociale (SGAtè), demandando all'Autorità la definizione delle modalità operative per l'integrazione.

Nel corso del 2019, le famiglie che hanno usufruito dell'agevolazione tramite il circuito Carta acquisti sono drasticamente diminuite, passando da oltre 23.000 a circa 8.300, con un decremento del 64% rispetto all'anno precedente. Questo calo radicale delle agevolazioni ai possessori di Carta acquisti potrebbe essere il risultato dell'introduzione del Reddito di cittadinanza, che ha sostituito per molte famiglie il sistema della Carta acquisti, anche se le due misure sono cumulabili. Inoltre, come già rilevato in passato, la modalità automatica di accesso al bonus elettrico prevista per Carta acquisti continua a evidenziare elementi di criticità. L'assenza dell'obbligo di inserire il POD fra gli elementi da comunicare al momento della presentazione della domanda per la Carta acquisti vanifica la possibilità di identificare le forniture da agevolare.

Gli importi del bonus elettrico per disagio economico sono riportati nella tavola 9.15.

TAV. 9.15 *Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico, calcolati in €/anno per punto di prelievo (anni 2015-2019)*

DESCRIZIONE	2015	2016	2017	2018	2019
Numerosità familiare 1-2 componenti	71 €	80 €	112 €	132 €	125 €
Numerosità familiare 3-4 componenti	90 €	93 €	137 €	161 €	148 €
Numerosità familiare oltre 4 componenti	153 €	153 €	165 €	194 €	173 €

Fonte: ARERA.

Gli oneri connessi all'erogazione del bonus elettrico per disagio economico e fisico sono collocati tra le componenti degli oneri generali afferenti al sistema elettrico e trovano copertura tramite la componente A_{SRIM} ,¹¹ ricompresa in bolletta per i clienti finali nella componente A_{RIM} ¹¹, che è pagata da tutti i clienti che non godono del bonus elettrico (per l'aggiornamento delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e gas, in vigore dal 1° gennaio 2019, si veda la delibera 27 dicembre 2018, 711/2018/R/com).

Bonus elettrico per disagio fisico

Le famiglie con bonus attivo per l'utilizzo di apparecchiature elettriche per il mantenimento in vita (bonus per disagio fisico), al 31 dicembre 2019, erano 41.068; tale dato ha subito un incremento molto rilevante rispetto all'anno precedente, pari al 23%.

Il bonus per disagio fisico è articolato in tre fasce (Tav. 9.16), per tenere conto del tipo di apparecchiatura/e utilizzata/e, dei consumi medi orari di ciascuna tipologia di apparecchiatura e delle ore medie di utilizzo giornaliero. Sulla base di questi elementi, certificati dalla ASL, il cliente viene assegnato a una delle tre fasce di compensazione previste. Le tre fasce sono poi ulteriormente differenziate a seconda della potenza impegnata (fino a 3 kW e da 4,5 kW).

¹¹ L'art. 1 della delibera 27 dicembre 2017, 922/2017/R/eel, ha previsto che, a partire dal 1° gennaio 2018, l'elemento A_{SRIM} della componente A_{RIM} venga applicato indistintamente a tutte le utenze, ivi comprese quelle aventi diritto al bonus elettrico. Gli effetti di tale applicazione vengono compensati a favore degli utenti aventi diritto al bonus elettrico maggiorando il medesimo bonus del valore dell'elemento A_{SRIM} applicato al consumo annuo di riferimento per ogni tipologia di cliente disagiato prevista dal TIBEG. Dal gennaio 2019 questa componente (ex componente A_3) rappresenta il 2,61% della spesa media dell'utente tipo.

TAV. 9.16 Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio fisico, calcolato in €/anno per punto di prelievo (anni 2018-2019)

	2018			2019		
	F1	F2	F3	F1	F2	F3
Extra-consumo rispetto a un utente tipo (2.700 kWh/anno)	Fino a 600 kWh/anno	Tra 600 e 1.200 kWh/anno	Oltre 1.200 kWh/anno	Fino a 600 kWh/anno	Tra 600 e 1.200 kWh/anno	Oltre 1.200 kWh/anno
Ammontare del bonus (fino a 3 kW residente)	204 €	336 €	486 €	185 €	305 €	440 €
Ammontare del bonus oltre 3 kW (da 4,5 kW in su)	478 €	605 €	732 €	433 €	548 €	663 €

Fonte: ARERA.

Dalla tavola 9.17 si evince la distribuzione per fasce dei clienti che percepiscono il bonus per disagio fisico.

TAV. 9.17 Ripartizione percentuale per fasce dei bonus per disagio fisico (anni 2018-2019)

	2018			2019		
	F1	F2	F3	F1	F2	F3
	Fino a 600 kWh/anno	Tra 600 e 1.200 kWh/anno	Oltre 1.200 kWh/anno	Fino a 600 kWh/anno	Tra 600 e 1.200 kWh/anno	Oltre 1.200 kWh/anno
Fino a 3 kW	62,0%	15,9%	12,7%	59,8%	17,5%	12,9%
Da 4,5 kW	5,6%	1,9%	1,9%	5,6%	2,2%	2,0%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati SGAtc.

Bonus gas

Al 31 dicembre 2019, le famiglie che usufruivano del bonus gas per disagio economico erano 558.514, con una crescita del 2,9% rispetto al 2018. In totale, i nuclei familiari che hanno beneficiato dell'agevolazione almeno una volta dalla sua entrata in vigore sono state più di 1,9 milioni. La ripartizione geografica delle famiglie cui è stata riconosciuta almeno un'agevolazione gas evidenzia una sostanziale stabilità in rapporto al 2018, con un lievissimo recupero delle macro-aree del Sud e delle Isole.

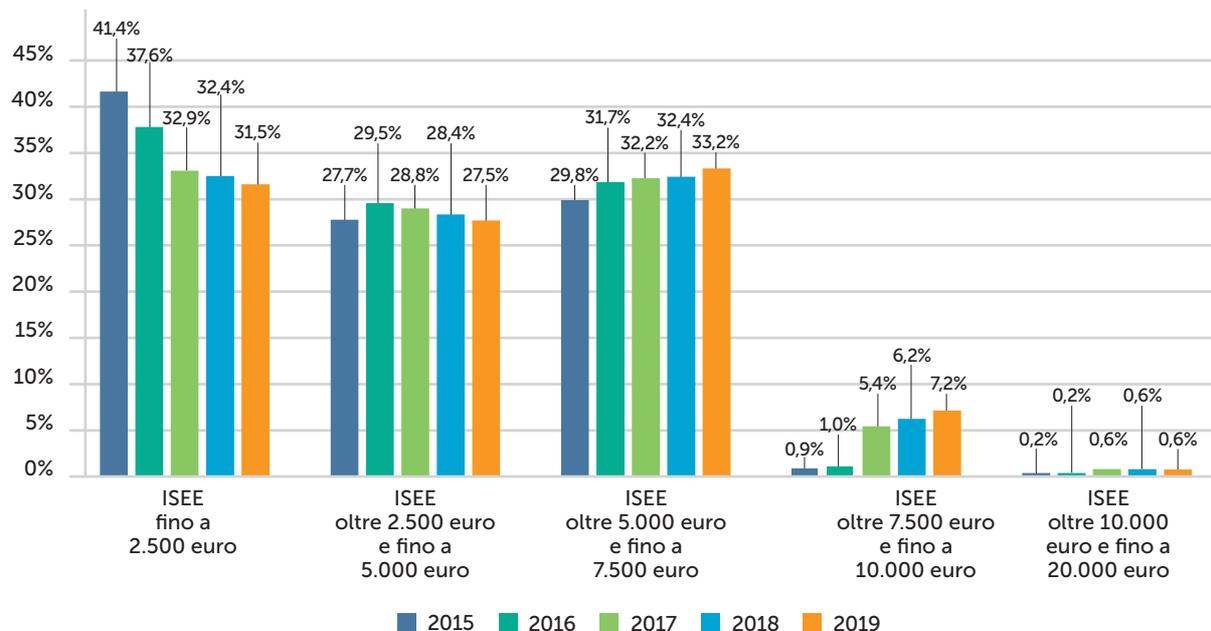
Per quanto riguarda la numerosità dei nuclei familiari titolari di bonus gas per disagio economico, nel 2019 si registra una ripartizione sostanzialmente analoga a quella del 2018 (Tav. 9.18). Le famiglie cosiddette numerose risultano 17.987 e rappresentano il 3,1% del totale di quelle che hanno ottenuto il bonus.

TAV. 9.18 Famiglie con agevolazione bonus gas per disagio economico in corso (anni 2015-2019)

		NUMEROSITÀ FAMILIARE		TOTALE
		FINO A 4 COMPONENTI	OLTRE 4 COMPONENTI	
2015	Valore	365.149	83.347	448.496
	%	81,42	18,58	100,00
2016	Valore	363.012	85.695	448.707
	%	80,90	19,10	100,00
2017	Valore	406.844	92.964	499.808
	%	81,40	18,60	100,00
2018	Valore	425.483	93.892	519.375
	%	81,92	18,08	100,00
2019	Valore	462.735	95.779	558.514
	%	82,80	17,20	100,00

Fonte: SGATe.

Con riferimento alla distribuzione dei beneficiari per fasce di ISEE, la figura 9.28 mostra come nel 2019 si sia mantenuta elevata la percentuale di famiglie con ISEE fino a 5.000 euro (il 60% circa), mentre, contemporaneamente, si sia registrato un incremento non trascurabile, pari circa al 7%, della fascia tra 7.501 e 10.000 euro, che ricomprende i soggetti che hanno potuto beneficiare dell'agevolazione a seguito dell'innalzamento del valore soglia di ISEE, come già rilevato per quanto riguarda il bonus elettrico.

FIG. 9.28 Distribuzione dei livelli di ISEE dei nuclei familiari con agevolazione bonus gas per disagio economico in corso, in valori percentuali (anni 2015-2019)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati SGATe.

Per quanto concerne la distribuzione geografica, le forniture agevolate sono prevalentemente localizzate nelle aree di fascia climatica E (47,8%), D (26,10%) e C (21,2%). Si segnala, inoltre, che le forniture individuali rappresentano, rispetto alle forniture centralizzate, oltre il 98% del totale delle forniture di gas soggette a bonus sociale.

Da ultimo, rispetto al 2018, non si registrano significative variazioni nella ripartizione delle forniture agevolate per tipologia di utilizzo del gas e mantiene una forte prevalenza la categoria comprensiva anche del riscaldamento (Tav. 9.19).

TAV. 9.19 Ripartizione dei bonus per tipologia di utilizzo del gas (anni 2015-2019)

	2015	2016	2017	2018	2019
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura – AC	16,8%	16,9%	17,1%	17,6%	17,5%
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento – ACR	83,2%	83,1%	82,9%	82,3%	79,2%

Fonte: SGATe.

Per la copertura dell'onere derivante dall'applicazione del bonus gas, l'Autorità ha istituito, all'interno della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, le componenti GS e GS_r, poste a carico dei clienti diversi dai clienti domestici. Ai fondi raccolti a valere sui clienti si aggiungono i fondi a carico del bilancio dello Stato.

Gli importi del bonus gas per l'anno 2019 sono riportati nella tavola 9.20. Come per l'elettrico, il valore della compensazione viene definito annualmente, contestualmente all'aggiornamento tariffario.

TAV. 9.20 Ammontare del bonus gas per i clienti in stato di disagio economico, in €/anno per punto di riconsegna (anno 2019)

AMMONTARE DELLA COMPENSAZIONE PER I CLIENTI DOMESTICI (€/ANNO PER PUNTO DI RICONSEGNA)		2019				
		ZONA CLIMATICA (Z)				
		A/B	C	D	E	F
<i>Famiglie fino a 4 componenti (j = 1)</i>						
u = AC	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	32	32	32	32	32
u = ACR	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	72	89	117	146	183
<i>Famiglie con oltre 4 componenti (j = 1)</i>						
u = AC	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	49	49	49	49	49
u = ACR	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	100	130	169	206	264

Fonte: ARERA.

Bonus idrico

Nel 2019 sono state accolte da SGAtè 447.213 domande di bonus sociale idrico, mentre circa 34.000 sono state rigettate (in quanto non presentavano i requisiti, previsti dalla normativa, relativi al valore dell'ISEE e all'unicità dell'agevolazione per ogni nucleo familiare), con motivazioni di dettaglio che sono riportate nella tavola 9.21.

I gestori coinvolti nell'attività di valutazione delle domande di bonus sono stati 1.667, di cui 734 Comuni che svolgono direttamente il servizio di gestione e 933 società di gestione.

Risulta ancora rilevante il numero di Comuni che svolgono attività di gestione del servizio idrico integrato non accreditati a SGAtè (894 soggetti, prevalentemente realtà molto piccole), mentre le società di gestione non accreditate sono numericamente in calo (38 soggetti). Nei casi di gestori non accreditati, la normativa prevede che venga inviata una comunicazione agli utenti interessati, invitandoli a presentarsi direttamente agli sportelli dei gestori con le informazioni contenute nella comunicazione stessa, al fine di ottenere la compensazione. Gli Ambiti territoriali ottimali (ATO) interessati sono stati 92.

TAV. 9.21 Domande di bonus idrico non ammesse dal sistema

DOMANDE NON AMMESSE	MOTIVAZIONI
23.876	Esiste già una domanda ammessa con lo stesso codice ISEE
7.100	L'ISEE è scaduto al decorrere del rinnovo
2.746	Il valore ISEE è superiore alla soglia prevista

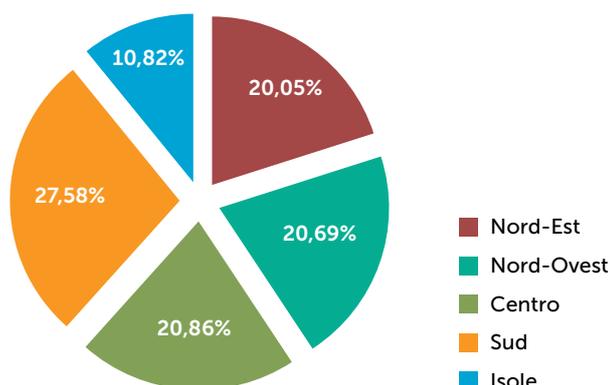
Fonte: SGAtè.

Nel 2019 circa il 40% delle domande di bonus idrico ammesse alla compensazione è stato localizzato al Nord, diversamente dalle richieste di bonus energetici che, come visto sopra, sono state presentate prevalentemente al Centro-Sud.

TAV. 9.22 Ripartizione delle famiglie beneficiarie del bonus idrico per area geografica (anno 2019)

	NORD-OVEST	NORD-EST	CENTRO	SUD	ISOLE
Idrico	92.521	89.662	93.298	123.352	48.379
% sul totale	20,69	20,05	20,86	27,58	10,82
Idr/Elt (%)	48,17	69,70	67,05	42,94	39,27

Fonte: SGAtè.

FIG. 9.29 Domande di bonus idrico ammesse alla compensazione: ripartizione percentuale per area geografica (2019)

Fonte: SGAt.

Infine, come illustrato nella tavola 9.23, la distribuzione dei beneficiari del bonus idrico in base al livello di ISEE risulta molto simile a quella riscontrata per il bonus elettrico: il 59% delle richieste di bonus idrico ammesse all'agevolazione viene da famiglie con ISEE fino a 5.000 euro (rispetto al 62% registrato per il bonus elettrico), il 33% da nuclei con ISEE tra 5.000 e 7.500 euro (per l'elettrico è il 30%) e il 7% da richiedenti con ISEE compreso fra 7.500 e 10.000 euro.

TAV. 9.23 Ripartizione per livello di ISEE delle domande di bonus idrico ammesse (anno 2019)

PERCENTUALE (%)	FASCIA ISEE (EURO)
31,3	Fino a 2.500
27,5	Tra 2.500 e 5.000
33,2	Tra 5.000 e 7.500
7,2	Tra 7.500 e 10.000
0,8	Tra 10.000 e 20.000
100,0	

Fonte: ARERA, elaborazione su dati SGAt.

Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici

I rapporti tra l'Autorità e le associazioni rappresentative dei clienti finali domestici (consumatori) e non domestici si svolgono nel quadro di appositi protocolli di intesa, che formalizzano gli obiettivi di interesse comune e gli strumenti per il loro perseguimento. Per quanto riguarda i consumatori, i rapporti tra l'Autorità e le associazioni accreditate dal Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (associazioni CNCU) si svolgono nell'ambito del Protocollo di intesa sottoscritto il 13 maggio 2009. Dal 2013 l'Autorità è, inoltre, parte di un Protocollo di intesa stipulato con le organizzazioni nazionali di rappresentanza delle piccole imprese, finalizzato a rafforzare la capacità di tali imprese di cogliere le opportunità derivanti dalla liberalizzazione dei mercati finali dell'energia elettrica e del gas naturale.

Le associazioni dei consumatori domestici e non domestici sono, inoltre, regolarmente coinvolte nelle attività di consultazione e di approfondimento, anche attraverso la partecipazione a seminari di presentazione dei principali provvedimenti di interesse, audizioni e gruppi tecnici, e fanno parte dell'Osservatorio permanente della regolazione energetica, idrica e del teleriscaldamento, istituito dall'Autorità con la delibera 5 marzo 2015, 83/2015/A.

Progetti finanziati mediante il Fondo sanzioni

Nel corso del 2019 è proseguita la realizzazione di attività a vantaggio dei consumatori di energia elettrica, di gas e del servizio idrico integrato, finanziate mediante le risorse del Fondo sanzioni, alimentato con i proventi delle sanzioni irrogate dall'Autorità¹². I progetti attuati nel corso del 2019, oggetto di precedenti proposte dell'Autorità già approvate dal Ministro dello sviluppo economico, hanno riguardato:

- l'accesso al Servizio conciliazione (progetto PAC). Il progetto, di durata triennale (2017-2019), promuove l'accesso alle procedure per la soluzione extragiudiziale delle controversie gestite dal Servizio conciliazione da parte dei consumatori che si avvalgono dell'assistenza delle associazioni di consumatori; per queste ultime è prevista l'erogazione di un contributo forfetario in relazione all'attività di consulenza, assistenza e rappresentanza dei consumatori nelle procedure concluse con esito positivo. Nel corso del 2019, sono stati complessivamente riconosciuti contributi per 2.474 procedure conciliative concluse positivamente, con un incremento di oltre il 26% rispetto all'anno precedente;
- il sostegno alle procedure di conciliazione ADR paritetiche (progetto PCS), svolte presso organismi previsti da appositi protocolli di intesa stipulati tra associazioni di consumatori e imprese di vendita, iscritti nell'Elenco degli organismi ADR (preposti alla risoluzione extragiudiziale delle controversie) operanti nei settori regolati tenuto dall'Autorità. Il progetto prevede l'erogazione, nell'arco del triennio 2017-2019, di contributi forfetari in relazione alle procedure concluse positivamente. Nel corso dell'anno 2019 sono state ammesse al contributo 848 procedure conciliative concluse con accordi transattivi tra le parti, delle quali 793 in esito a procedure svolte online e le restanti 55 in esito a procedure svolte con la compresenza fisica delle parti;
- la qualificazione degli sportelli delle associazioni dei consumatori (progetto PQS – "Energia: diritti a viva voce"), per il triennio 2017-2019. Il progetto promuove l'attivazione di una rete di punti di contatto (sportelli territoriali) delle associazioni di consumatori in grado di fornire ai clienti domestici informazioni e assistenza qualificata sui servizi regolati e comporta la copertura dei costi operativi del servizio fornito. Per il progetto in corso è stata prevista l'attivazione di 30 sportelli territoriali (a fronte dei 26 sportelli operativi nel 2016), che nel corso del 2019 hanno registrato complessivamente 18.150 contatti con i consumatori; di questi, circa 4.000 hanno dato luogo a iniziative nei confronti di soggetti esercenti il servizio (richieste di informazioni, reclami, procedure di conciliazione);
- la formazione del personale delle associazioni di consumatori (progetto PFR). Il progetto, di durata triennale, intende soddisfare le esigenze di formazione e aggiornamento del personale delle associazioni di consumatori impegnato in attività di informazione e assistenza ai consumatori dei servizi elettrico, del gas e idrico, svolte nell'ambito degli altri progetti, nonché la formazione e l'aggiornamento di esperti. Nel corso del 2019 sono state completate le attività di progettazione e sviluppo dei corsi, erogati in modalità mista online/in aula, e sono stati avviati i primi corsi relativi al servizio idrico integrato.

¹² Ai sensi dell'art. 11-bis del decreto legge 14 marzo 2005, n. 35, convertito, con modificazioni, dalla legge 14 maggio 2005, n. 80, come successivamente modificato e integrato.

Durante tutto il 2019 è, inoltre, proseguita l'esecuzione del progetto che garantisce la copertura dei costi relativi alle attività di progettazione, realizzazione e sviluppo del Portale Offerte (progetto PCT), in attuazione delle disposizioni della legge concorrenza 2017, legge n. 124/2017, che ha affidato all'Autorità, tra l'altro, il compito di stabilire le modalità di copertura dei costi del Portale, utilizzando in via prioritaria le risorse derivanti dai proventi delle sanzioni da essa irrogate.

Nel 2019 l'Autorità ha, inoltre, formulato al Ministro dello sviluppo economico nuove proposte per la realizzazione di linee di attività a vantaggio dei consumatori. La proposta formulata con la delibera 22 gennaio 2019, 13/2019/E/com, approvata con decreto 7 novembre 2019, prevede un rafforzamento del progetto destinato a ridurre il fabbisogno a copertura degli oneri derivanti per i consumatori del servizio idrico integrato dall'introduzione del bonus acqua (progetto PBI), mentre con la delibera 23 ottobre 2019, 416/2019/E/com, è stata proposta la prosecuzione, per un ulteriore triennio, delle linee di attività in scadenza a fine 2019, relative all'accesso dei consumatori alle procedure di conciliazione extragiudiziale delle controversie e alla qualificazione di una rete di sportelli territoriali delle associazioni di consumatori. Queste proposte sono state approvate dal Ministro dello sviluppo economico con decreto 30 gennaio 2020.

Nel primo caso, il nuovo progetto (progetto PDR) unifica e rinnova le linee di attività che fino al 2019, come illustrato sopra, erano articolate nei due distinti progetti PAC e PCS; nel secondo caso, il rinnovo del progetto consente, rispetto all'edizione precedente, un rafforzamento sia in termini quantitativi (numero degli sportelli operanti sul territorio) sia in termini qualitativi (ampliamento delle attività svolte dagli stessi).

Progetti per la capacitazione delle piccole imprese

Le linee di attività progettuali per la capacitazione delle piccole imprese riguardano la realizzazione dei corsi di formazione sui mercati *retail* dell'energia elettrica e del gas destinati al personale delle organizzazioni delle piccole e medie imprese che svolge attività di informazione e di consulenza alle imprese stesse nelle rispettive articolazioni territoriali. Lo scopo del programma di formazione, che si prevede di avviare nel corso del 2020, è di consentire ai fruitori di utilizzare e diffondere presso le PMI, nello svolgimento delle proprie attività di servizio, informazioni e conoscenze in materia di fornitura di energia elettrica e gas, per rispondere alle esigenze di risolvere problemi e criticità puntuali, eventualmente emersi in corso di esecuzione del contratto di fornitura, così come di cogliere le opportunità del mercato, in un'ottica di rafforzamento della capacità negoziale del cliente finale.



CAPITOLO

10

**VIGILANZA
E CONTENZIOSO**

INTERSETTORIALE

Indagini, vigilanza, controllo e sanzioni

Indagini, vigilanza e controllo

Attività di vigilanza e controllo dell'Autorità

Nell'ambito delle attività di *enforcement*, l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente effettua controlli sui comportamenti degli operatori tenuti al rispetto delle disposizioni regolatorie. I controlli vengono avviati a seguito di segnalazioni o evidenze in possesso degli Uffici dell'Autorità o mediante l'individuazione, di volta in volta, di un perimetro di intervento, attraverso la definizione di un programma di attività con orizzonte annuale. Per le attività di controllo l'Autorità si avvale di diversi strumenti, quali indagini, sopralluoghi e controlli documentali riguardanti impianti, processi e servizi.

Il Quadro strategico 2019-2021, adottato dall'Autorità con la delibera 18 giugno 2019, 24/2019/A, ha previsto tra i suoi obiettivi (OS.6) l'ampliamento delle attività di controllo, anche tenuto conto dello sviluppo delle attività strutturali di analisi e di monitoraggio dei settori, nonché la promozione della *compliance* regolatoria attraverso il rafforzamento di strumenti, includendone anche di innovativi, che permettano di comprendere la risposta degli operatori agli interventi di regolazione e di introdurre eventuali azioni correttive. L'obiettivo di ampliamento delle attività di controllo decorre, quale attività continuativa, già dal 2019, mentre lo sviluppo di nuovi strumenti è previsto dal 2020.

Con riferimento al 2019, l'attività di controllo si è svolta secondo le modalità già consolidate negli anni precedenti, attraverso:

- indagini conoscitive e ricognizioni; in particolare, nel periodo di riferimento è stata conclusa l'ultima parte dell'indagine in materia di investimenti dichiarati dalle imprese ed è stata avviata una ricognizione sulle imprese di vendita al dettaglio di energia elettrica e di gas;
- verifiche ispettive *in loco*, relativamente a un ampio spettro di tematiche, con attenzione specifica a questioni prioritarie come la tutela dei consumatori, la qualità del servizio, il corretto funzionamento dei mercati e il controllo degli incentivi erogati e delle voci di costo riconosciute in tariffa;
- controlli documentali, in particolare relativi: alla corretta applicazione degli obblighi di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione delle società di vendita dell'energia elettrica; alla corretta contribuzione, da parte delle imprese regolate, degli oneri di funzionamento dell'Autorità; alla corretta erogazione degli incentivi alle imprese energivore.

Sempre in continuità con gli anni precedenti, l'Autorità ha svolto le proprie attività di controllo in collaborazione con la Guardia di Finanza, sulla base di quanto previsto dal vigente Protocollo d'intesa tra le due istituzioni, ai sensi dell'art. 3 del decreto legislativo 19 marzo 2001, n. 68. Il contributo della Guardia di Finanza, attraverso il Nucleo speciale beni e servizi, garantisce un apporto essenziale alle attività di controllo dell'Autorità, sia in termini di risorse, sia a livello conoscitivo.

Nei casi in cui dalle attività di controllo emergano casi di inottemperanza alle disposizioni regolatorie, sono adottati i conseguenti provvedimenti a carattere sanzionatorio e/o prescrittivo nei confronti degli operatori.

Gli esiti di tale attività rilevano anche al fine dell'implementazione o dell'aggiornamento della disciplina regolatoria, nell'ottica del suo continuo miglioramento e del raggiungimento dell'efficacia, nel processo adottato di *ciclo regolatorio*.

Nel rispetto delle indicazioni del Quadro strategico, nel 2019 l'attività di controllo è stata ampliata, con un maggior numero di sopralluoghi effettuati rispetto agli anni precedenti e, in particolare, con l'ulteriore incremento degli ambiti di regolazione oggetto di indagine e di controllo, anche in funzione delle dinamiche in atto nei settori regolati (per esempio per quanto riguarda le regole di *unbundling*, su cui si veda *infra*).

Indagine conoscitiva in materia di investimenti delle imprese regolate

Con la delibera 6 giugno 2014, 256/2014/E/com, l'Autorità ha avviato un'indagine conoscitiva pluriennale in merito agli investimenti delle imprese regolate. L'ambito dell'indagine è stato nel tempo ulteriormente definito ed esteso: sono stati previsti, in particolare, controlli di natura documentale sui costi di investimento dichiarati da alcune imprese di distribuzione di energia elettrica e di gas ai fini della determinazione delle tariffe pagate dai clienti finali. Nel 2018, con la delibera 11 dicembre 2018, 642/2018/E/gas, nell'ambito della citata indagine pluriennale sono stati inclusi gli impianti di distribuzione del gas della società CO.M.E.S.T. L'attività inerente a tale ultima estensione si è conclusa nel corso del 2019 e gli esiti sono stati approvati con la delibera 16 luglio 2019, 314/2019/E/gas: sono state rilevate numerose difformità costruttive, anche significative, nella rete di distribuzione della società, di cui sono state informate sia le Amministrazioni comunali interessate, sia il Prefetto e il Tribunale di Palermo.

Ricognizione sulle imprese esercenti l'attività di vendita al dettaglio di energia elettrica e di gas

Con la delibera 26 settembre 2019, 386/2019/E/com, è stata avviata dall'Autorità una ricognizione di tipo documentale sulle imprese di vendita al dettaglio di energia elettrica e di gas, svolta in collaborazione con il Nucleo speciale beni e servizi della Guardia di Finanza, anche tramite la consultazione delle banche dati alle quali quest'ultima ha accesso. Per ciascuna società di vendita a clienti finali dei settori dell'elettricità e del gas saranno raccolte alcune informazioni, tra le quali, in via principale:

- l'effettiva operatività dell'impresa;
- le attività svolte (incluse le attività non regolate e l'indicazione delle attività prevalenti);
- il fatturato complessivo e quello relativo a ciascuno dei due settori (elettricità e gas);
- l'anno di entrata in attività nei settori dell'elettricità e del gas e l'anno di eventuale uscita dal settore, con indicazione del motivo dell'uscita (per chiusura, acquisizione ecc.);
- la composizione societaria e l'appartenenza a gruppi societari;
- l'eventuale stato di accertata liquidazione/fallimento;
- l'utile/la perdita di esercizio e i principali indicatori di bilancio elaborati sulla singola società e sul gruppo di appartenenza negli anni più recenti;
- il capitale sociale versato.

L'attività nasce dall'esigenza di acquisire elementi informativi che consentano di approfondire le dinamiche in atto nel segmento della vendita ai clienti finali, in particolare alla luce del gran numero di operatori presenti

nel mercato e del loro continuo incremento, nonché in risposta alle sollecitazioni ricevute dagli *stakeholder* in occasione delle audizioni sul documento per la consultazione 9 aprile 2019, 139/2019/A relativo al Quadro strategico di ARERA.

Verifiche ispettive

L'Autorità, ai fini di un efficace svolgimento della propria attività di controllo presso gli operatori regolati, si è avvalsa anche nel 2019, in continuità con gli anni precedenti, della collaborazione di soggetti di comprovata autorevolezza ed esperienza nelle attività ispettive e nella verifica tecnica ed economica nei settori di competenza; in particolare ha fatto ricorso:

- alla Guardia di Finanza e, soprattutto, al Nucleo speciale beni e servizi, per la totalità delle verifiche effettuate;
- alla società Innovhub Stazioni sperimentali per l'industria – Stazione sperimentale per i combustibili, per l'effettuazione dei controlli tecnici della qualità del gas, realizzati tramite prelievi a sorpresa del gas naturale sulle reti di distribuzione, secondo quanto previsto da un contratto rinnovato annualmente (64 controlli effettuati).

Nel 2019 sono state effettuate nel complesso 119 verifiche ispettive, in aumento rispetto all'anno precedente (Tav. 10.1).

La tavola 10.2 di dettaglio sulle attività svolte evidenzia l'ampio spettro degli argomenti affrontati, sia nelle annualità trascorse, sia – in modo ancor più rilevante – nel 2019. In tale anno sono state effettuate verifiche ispettive in due nuovi campi di indagine, ovvero in materia di *unbundling* funzionale della vendita di energia elettrica, vale a dire sulle disposizioni riguardanti le modalità di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione delle imprese, nonché in materia di *settlement* gas, vale a dire sulle disposizioni riguardanti le partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas. Sono state confermate attività ispettive anche negli altri ambiti ritenuti prioritari, ai fini di un'adeguata copertura dei controlli rispetto alla platea degli operatori presenti e degli utenti serviti, con particolare attenzione rivolta alla qualità dei servizi elettrici e del gas e agli aspetti tariffari nel settore idrico.

TAV. 10.1 Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2015-2019 – Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo

ARGOMENTO	2015	2016	2017	2018	2019
Tutela dei consumatori	16	9	8	9	6
Tariffe e <i>unbundling</i>	2	-	5	2	11
Qualità del servizio	83	87	84	76	89
Mercati all'ingrosso e <i>retail</i>	2	4	5	7	1
Connessione degli impianti di produzione	2	3	11	5	3
Impianti incentivati	14	2	2	2	-
Tariffe e tutela dei consumatori nel servizio idrico integrato	9	11	9	7	9
TOTALE	128	116	124	108	119
<i>Di cui in collaborazione con:</i>					
Guardia di Finanza – Nucleo speciale beni e servizi	114	114	122	106	119
Stazione sperimentale per i combustibili	55	61	61	51	64
Cassa per i servizi energetici e ambientali	6	5	4	7	-
Gestore dei servizi energetici	14	7	2	2	-

Fonte: ARERA.

TAV. 10.2 Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2015-2019

ARGOMENTO	2015	2016	2017	2018	2019
Tutela dei consumatori					
Bolletta 2.0	-	-	-	4	-
Impegni ripristinatori	-	-	3	2	2
Qualità dei servizi telefonici commerciali (<i>customer care</i>)	-	4	-	-	-
Misura dell'energia elettrica e del gas	3	-	3	-	-
Fatturazione a clienti finali di energia elettrica e di gas	5	-	-	-	4
Contratti di vendita ai clienti finali di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili	3	-	-	-	-
Agevolazioni negli oneri generali di sistema per le imprese a forte consumo di energia elettrica	5	-	2	3	-
Agevolazioni per i sistemi efficienti di utenza o sistemi a essi equivalenti	-	5	-	-	-
Tariffe e unbundling					
Unbundling funzionale della vendita di energia elettrica	-	-	-	-	9
Investimenti dichiarati per la distribuzione elettrica	-	-	-	2	2
Perequazione delle perdite nelle reti di distribuzione elettrica	-	-	2	-	-
Integrazione tariffaria alle imprese elettriche minori	1	-	-	-	-
Unbundling distribuzione	-	-	3	-	-
Trasporto del gas	1	-	-	-	-
Qualità del servizio					
Continuità del servizio elettrico	4	6	8	10	6
Incentivi per misuratori elettronici	6	3	-	-	-
Qualità del trasporto elettrico	1	1	1	1	1
Qualità del gas (grado di odorizzazione, potere calorifico e pressione)	55	61	61	51	64
Incentivi alla sicurezza del settore del gas	6	5	3	2	5
Sicurezza del servizio del gas	-	1	2	2	-
Servizio di pronto intervento del gas	11 + CT ^(A)	10 + CT ^(A)	9 + CT ^(A)	10 + CT ^(A)	13 + CT ^(A)
Mercati all'ingrosso e retail					
Settlement gas	-	-	-	-	1
Compensazione economica della morosità per prelievi fraudolenti nel regime di maggior tutela	-	-	-	2	-
Condizioni economiche di fornitura dei gas diversi dal naturale	-	-	2	-	-
Sistema indennitario	-	-	2	-	-
Sistema informativo integrato	-	-	1	5	-
Regolamento REMIT per i mercati all'ingrosso dell'energia	2	-	-	-	-
Condizioni di accesso al servizio di distribuzione del gas	-	4	-	-	-
Connessione degli impianti di produzione					
Condizioni di erogazione del servizio di connessione con la rete elettrica di impianti di produzione	-	-	1	-	-
Adeguamento degli impianti di produzione di energia elettrica connessi in MT	2	3	10	5	3
Impianti incentivati					
Impianti di produzione di energia elettrica assimilati, rinnovabili e cogenerativi	14	2	2	2	-
Tariffe e tutela dei consumatori nel servizio idrico integrato					
Determinazione e applicazione delle tariffe, restituzione della remunerazione del capitale investito agli utenti, trasparenza della fatturazione, Carta dei servizi, efficienza della misura, tariffe d'ufficio, esclusione dall'aggiornamento tariffario	9	11	9	7	9
TOTALE	128	116	124	108	119

(A) CT = controlli telefonici (in numero di 50 all'anno, su cui vedi *infra*).

Fonte: ARERA.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese regolate in materia di impegni di cui all'art. 45 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93

Nel periodo gennaio-febbraio 2019, ai sensi della delibera 5 luglio 2018, 372/2018/E/com, sono state effettuate due verifiche ispettive in materia di impegni ripristinatori nei confronti di imprese regolate. I controlli avevano lo scopo di accertare il rispetto degli obblighi derivanti dagli impegni assunti dalle imprese nell'ambito di procedimenti sanzionatori avviati dall'Autorità, approvati e resi obbligatori ai sensi dell'art. 19 dell'allegato A alla delibera 14 giugno 2012, 243/2012/E/com¹. In particolare, sono stati verificati:

- l'effettiva cessazione delle condotte contestate;
- la conformità fra gli impegni approvati e la loro attuazione;
- i tempi impiegati per l'implementazione di ciascuno degli impegni approvati o lo stato di avanzamento delle attività attuate per rispettarli;
- i costi effettivamente sostenuti per l'implementazione di ciascuno degli impegni approvati;
- la completezza, l'esattezza e la rappresentatività dei documenti e delle informazioni sulle quali si fondano i provvedimenti di approvazione.

Le verifiche ispettive hanno interessato un'impresa di distribuzione del gas naturale di medie dimensioni e un'impresa di vendita di energia elettrica e di gas di grandi dimensioni. In particolare, nella prima verifica ispettiva sono stati controllati gli impegni assunti dalla società nell'ambito di un procedimento sanzionatorio per mancato rispetto della regolazione in materia di pronto intervento nel settore del gas, come la riduzione dei tempi massimi di risposta alle telefonate di richiesta di pronto intervento, lo svolgimento di corsi di formazione del personale, il raddoppio della percentuale di rete sottoposta a ispezione ogni anno e la realizzazione di una campagna informativa sulla sicurezza. Nella seconda verifica ispettiva sono stati esaminati gli impegni assunti dall'impresa nell'ambito del procedimento sanzionatorio avviato per mancato rispetto della regolazione in materia di qualità commerciale della vendita di energia elettrica, quali per esempio l'erogazione di indennizzi di importo superiore a quanto previsto dalla regolazione.

Le verifiche ispettive hanno consentito di accertare che le due società sottoposte a controllo hanno effettivamente rispettato la regolazione oggetto di contestazione nel procedimento sanzionatorio nonché gli obblighi derivanti dagli impegni assunti e approvati.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 10.3.

TAV. 10.3 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese regolate in materia di impegni di cui all'art. 45 del decreto legislativo n. 93/2011 (gennaio-febbraio 2019)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una media impresa di distribuzione del gas naturale e una grande impresa di vendita di gas ed energia elettrica.	Verifica del rispetto degli obblighi derivanti dagli impegni assunti dalle imprese nell'ambito di procedimenti sanzionatori avviati dall'Autorità, approvati e resi obbligatori ai sensi dell'art. 19 dell'allegato A alla delibera 243/2012/E/com.	Esito conforme per le due imprese.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 clienti o utenze finali; media impresa: impresa con un numero di clienti o utenze finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 clienti o utenze finali.

Fonte: ARERA.

1 A seguito del decreto legislativo n. 93/2011 (art. 45, comma 5) l'Autorità, con la delibera 243/2012/E/com, si è dotata di una procedura sugli impegni ripristinatori che consente alle imprese sottoposte a procedimento sanzionatorio di presentare impegni utili al più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle norme o dai provvedimenti violati.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti la vendita di energia elettrica e/o di gas naturale in materia di fatturazione ai clienti finali

Ai sensi della delibera 5 aprile 2018, 200/2018/E/com, nel mese di gennaio 2019 sono state effettuate due verifiche ispettive nei confronti di imprese di vendita in materia di fatturazione. I controlli avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione delle disposizioni del TIF² da parte delle imprese titolari di contratti di vendita al dettaglio di energia elettrica e/o di gas naturale sottoposte a verifica, con particolare riferimento:

- all'emissione e alle frequenze delle fatture di periodo;
- all'utilizzo dei dati di misura e ai criteri per la determinazione dei consumi contabilizzati nelle fatture di periodo;
- alla gestione delle autoletture;
- all'emissione delle fatture di chiusura;
- alla determinazione e all'erogazione degli indennizzi automatici a favore dei clienti finali.

Le verifiche ispettive hanno interessato una grande e una media impresa di vendita. Per quanto riguarda la società di grandi dimensioni, è stato accertato il rispetto delle disposizioni del TIF; per quanto attiene, invece, alla società di media grandezza, sono state riscontrate violazioni in materia di trasparenza della bolletta, di fatturazione dei consumi energetici e di indennizzi automatici ai clienti finali di energia elettrica e di gas naturale. Con la determina 23 luglio 2019, DSAI/30/2019/com, quindi, è stato avviato un procedimento sanzionatorio e prescrittivo nei confronti dell'impresa.

Con la delibera 28 maggio 2019, 200/2019/E/com, l'Autorità ha approvato il programma di tre verifiche ispettive per l'anno 2019, sempre in materia di fatturazione di energia elettrica e del gas naturale ai clienti finali, da effettuarsi entro il 31 marzo 2020, nei confronti di imprese esercenti l'attività di vendita. Le prime due verifiche ispettive del nuovo programma sono state effettuate nel periodo luglio-novembre 2019, nei confronti di una media e di una grande impresa di vendita. In esito alla verifica presso la media impresa sono emersi casi di errata fatturazione dei consumi a danno di alcuni consumatori; di conseguenza è stata proposta l'adozione di un provvedimento prescrittivo nei confronti della società, al fine di intimare l'emissione dei dovuti conguagli a favore dei clienti finali. In esito alla verifica nei confronti della grande impresa di vendita non sono emerse non conformità.

Gli esiti delle verifiche ispettive appena illustrate sono sintetizzati nella tavola 10.4.

TAV. 10.4 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti la vendita di energia elettrica e/o di gas naturale in materia di fatturazione ai clienti finali (gennaio-novembre 2019)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Due grandi e due medie imprese di vendita di energia elettrica e gas naturale.	Verifica del rispetto degli obblighi previsti dal Testo integrato delle disposizioni in materia di fatturazione ai clienti finali (TIF).	Esito conforme per le due grandi imprese. Esito non conforme per le due medie imprese. Avviato un procedimento sanzionatorio per un'impresa e proposto un provvedimento prescrittivo per la seconda impresa.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 clienti o utenze finali; media impresa: impresa con un numero di clienti o utenze finali compreso tra 5.000 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 clienti o utenze finali.

Fonte: ARERA.

² Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico in materia di fatturazione del servizio di vendita al dettaglio per i clienti di energia elettrica e di gas naturale (o, più semplicemente, Testo integrato sulla fatturazione), allegato A alla delibera 4 agosto 2016, 463/2016/R/com.

Controlli e verifiche ispettive in materia di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione nei confronti di imprese operanti nelle attività di vendita di energia elettrica ai clienti liberi e ai clienti in maggior tutela

Con la delibera 13 novembre 2018, 561/2018/E/eel, l'Autorità ha approvato il programma di attività di controllo, da effettuare entro il 30 giugno 2019, nei confronti di un campione rappresentativo di imprese esercenti l'attività di vendita di energia elettrica sia ai clienti finali in maggior tutela, sia ai clienti liberi.

Con la successiva delibera 19 marzo 2019, 96/2019/E/eel, l'Autorità ha approvato il programma di nove verifiche ispettive, da svolgere nel periodo aprile-giugno 2019, con accesso agli spazi commerciali, in materia di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione, nei confronti delle imprese già oggetto dei controlli ai sensi della citata delibera 561/2018/E/eel e per le quali è stato necessario disporre di ulteriori elementi informativi.

I controlli e le verifiche hanno avuto a oggetto il rispetto delle disposizioni di cui all'art. 17 del TIUF³ relative alla separazione delle attività di vendita a clienti in maggior tutela e a clienti del mercato libero, svolte sia nell'ambito dello stesso soggetto giuridico, sia nell'ambito di soggetti diversi ma appartenenti al medesimo gruppo societario. In particolare, sono stati oggetto di verifica:

- il marchio adottato per l'attività di vendita ai clienti finali in maggior tutela e quello adottato per l'attività di vendita ai clienti liberi, con particolare riferimento agli aspetti connessi al rischio di "confusione";
- le politiche di comunicazione adottate con riferimento ai due mercati, incluse le campagne pubblicitarie, i siti internet, i documenti di fatturazione, la modulistica commerciale e le attività dei *call center*;
- le strutture organizzative e il personale utilizzato per le attività di vendita;
- con riferimento agli spazi fisici utilizzati per le attività di vendita, la loro organizzazione e gestione e le attività che si svolgono al loro interno.

In esito alle verifiche ispettive, per sette delle nove grandi imprese di vendita di energia elettrica sottoposte a controllo sono state riscontrate delle criticità, riferite prevalentemente alla separazione degli spazi fisici destinati alla vendita ai clienti finali del mercato libero e a quelli del servizio di maggior tutela. Nei confronti di tali imprese sono stati adottati seguiti prescrittivi – comunicati alle interessate con lettere degli Uffici dell'Autorità competenti –, con la finalità di garantire in tempi rapidi le corrette condizioni delle attività di vendita.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 10.5.

TAV. 10.5 *Verifiche ispettive in materia di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione nei confronti di imprese operanti nelle attività di vendita di energia elettrica ai clienti liberi e ai clienti in maggior tutela (aprile-giugno 2019)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Nove grandi imprese di vendita di energia elettrica.	Verifica della corretta applicazione delle disposizioni del TIUF in materia di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione tra attività di vendita a clienti in maggior tutela e a clienti del mercato libero.	Riscontrate alcune criticità per sette grandi imprese di vendita. Adottati seguiti prescrittivi.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

³ Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico in merito agli obblighi di separazione (*unbundling*) funzionale per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas (o, più semplicemente, Testo integrato dell'*unbundling* funzionale), allegato A alla delibera 22 giugno 2015, 296/2015/R/com e successive modifiche.

Verifiche ispettive in materia di contabilità regolatoria e di investimenti dichiarati dalle imprese di distribuzione di energia elettrica ai fini dell'approvazione delle tariffe di riferimento per gli anni 2012 e successivi

Ai sensi della delibera 18 dicembre 2018, 663/2018/E/eel, nel mese di marzo 2019 sono state effettuate due verifiche ispettive in materia di contabilità regolatoria e di investimenti dichiarati dalle imprese di distribuzione di energia elettrica. I controlli avevano la finalità di accertare la corretta tenuta della contabilità regolatoria nonché la correttezza e la coerenza delle informazioni comunicate dagli operatori in materia di investimenti effettuati. In particolare, con riferimento alle competenze degli anni 2012 e successivi, nell'ambito delle verifiche sono stati eseguiti controlli atti a riscontrare:

- la corretta predisposizione dei conti annuali separati (CAS);
- la correttezza e la coerenza delle informazioni comunicate dagli operatori per il riconoscimento in tariffa degli investimenti effettuati (costituenti la *Regulatory Asset Base* – RAB) con i dati di bilancio e con i CAS.

È stata, inoltre, esaminata la documentazione tecnico-contabile di alcuni degli investimenti alla base degli incrementi patrimoniali dichiarati dalle società oggetto dei controlli.

In esito alle verifiche ispettive, effettuate nei confronti di una media impresa e di una grande impresa di distribuzione elettrica, è stato possibile riconciliare i dati precedentemente inviati dalle società; non sono state riscontrate non conformità.

TAV. 10.6 *Verifiche ispettive in materia di contabilità regolatoria e di investimenti dichiarati dalle imprese di distribuzione di energia elettrica ai fini dell'approvazione delle tariffe di riferimento per gli anni 2012 e successivi (marzo 2019)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una media impresa e una grande impresa di distribuzione dell'energia elettrica	Verifica della corretta predisposizione dei conti annuali separati e della coerenza con le informazioni sugli investimenti inviate ai fini tariffari (anni 2012 e seguenti).	Esito conforme per le due imprese di distribuzione elettrica.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio

Nel periodo luglio-ottobre 2019, ai sensi della delibera 26 giugno 2019, 241/2019/E/eel, sono state effettuate tre verifiche ispettive, nei confronti di altrettante imprese di distribuzione dell'energia elettrica, in materia di continuità del servizio, con lo scopo di accertare la corretta applicazione:

- degli obblighi di registrazione delle interruzioni con e senza preavviso, lunghe e brevi, di cui al titolo 2 del Testo integrato della qualità dei servizi elettrici (TIQE)⁴;
- del calcolo degli indicatori di continuità del servizio, comunicati all'Autorità nell'anno 2019, di cui al titolo 3 del TIQE.

⁴ Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023, allegato A alla delibera 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel e successive modificazioni.

Le verifiche hanno interessato una media impresa e due grandi imprese di distribuzione. Per le due grandi imprese di distribuzione, l'esito è stato conforme; per l'impresa di medie dimensioni, invece, a seguito degli esiti della verifica ispettiva i premi previsti dalla regolazione incentivante in materia di qualità del servizio sono stati ridotti dell'8%.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 10.7.

TAV. 10.7 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio (luglio-ottobre 2019)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Due grandi imprese e una media impresa.	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico.	Esito conforme per le due grandi imprese. Riduzione degli incentivi da erogare per la media impresa.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica di minori dimensioni in materia di continuità del servizio

Nel periodo giugno-dicembre 2019, ai sensi della delibera 21 maggio 2019, 184/2019/E/eel, sono state effettuate tre verifiche ispettive, nei confronti di altrettante imprese di distribuzione dell'energia elettrica di minori dimensioni, in materia di continuità del servizio.

Le suddette imprese distributrici non partecipano direttamente alla regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso per il periodo 2016-2023 (titolo 4 del TIQE), tuttavia possono comunque essere soggette a controlli a campione, con addebito di penalità in caso di non conformità degli indicatori di continuità.

Le verifiche ispettive avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione da parte degli esercenti, ai fini di quanto previsto dall'art. 34 del titolo 4 del TIQE:

- degli obblighi di registrazione delle interruzioni con e senza preavviso, lunghe e brevi, di cui al titolo 2 del TIQE, comunicate nell'anno 2019;
- del calcolo degli indicatori di continuità del servizio, comunicati all'Autorità nell'anno 2019, di cui al titolo 3 del TIQE.

Le verifiche hanno interessato una media e due piccole imprese di distribuzione elettrica. Per le due piccole imprese, l'esito è stato conforme; per l'impresa di medie dimensioni, invece, sono state riscontrate alcune non conformità che hanno determinato il conferimento di una penalità. Con la delibera dell'Autorità 11 febbraio 2020, 33/2020/E/eel, è stato, quindi, intimato all'impresa il versamento della suddetta penalità a CSEA.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 10.8.

TAV. 10.8 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica di minori dimensioni in materia di continuità del servizio (giugno-dicembre 2019)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una media impresa e due piccole imprese.	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico.	Esito positivo per le due piccole imprese. Esito non conforme per la media impresa, con conseguente addebito di una penalità.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio

Nel mese di novembre 2019, ai sensi della delibera 26 settembre 2019, 387/2019/E/eel, è stata effettuata una verifica ispettiva nei confronti del gestore del servizio di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio, con l'obiettivo di accertare la corretta applicazione:

- degli obblighi di registrazione delle disalimentazioni, di cui al titolo 8 dell'allegato A alla delibera 30 dicembre 2004, 250/04, al Capitolo 11 del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (Codice di rete), di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004, come verificato positivamente dall'Autorità, e all'allegato A.54 allo stesso Codice;
- del calcolo degli indicatori di energia non servita, comunicati all'Autorità nell'anno 2019, di cui al titolo 2 del TIQE, anche ai fini di quanto disciplinato dall'art. 8 del medesimo Testo integrato.

Nel corso della verifica ispettiva non sono state riscontrate non conformità nella registrazione degli eventi interruttivi, pertanto l'ammontare dei premi riconosciuti previsti dalla regolazione risulta confermato.

Gli esiti della verifica ispettiva sono sintetizzati nella tavola 10.9.

TAV. 10.9 *Verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio (novembre 2019)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO	MOTIVAZIONE	ESITO
Impresa di trasmissione elettrica.	Verifica della corretta applicazione degli obblighi di registrazione delle disalimentazioni e del calcolo degli indicatori di energia non servita.	Esito conforme.

Fonte: ARERA.

Controlli tecnici nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di qualità del gas

Nel periodo 1° gennaio-31 dicembre 2019 sono stati eseguiti 64 controlli sulla qualità del gas presso 47 imprese di distribuzione, ai sensi delle delibere 14 giugno 2018, 327/2018/E/gas (per il periodo gennaio-aprile 2019) e 9 luglio 2019, 296/2019/E/gas (per il periodo ottobre-dicembre 2019).

Tali controlli, svolti senza preavviso, consistono in prelievi di gas effettuati sulla rete di distribuzione, al fine di verificare i principali parametri di qualità del gas fornito ai clienti finali: il grado di odorizzazione, il potere calorifico superiore e la pressione di fornitura. La legge 6 dicembre 1971, n. 1083, impone ai distributori (per il gas naturale) e ai produttori (per gli altri tipi di gas) l'obbligo di odorizzare il gas; nello specifico, l'Ente nazionale italiano di unificazione (UNI), attraverso il Comitato italiano gas (CIG), ha emanato delle norme tecniche per la corretta odorizzazione del gas. Inoltre, l'articolo 8.6 della RQDG⁵ prevede che l'impresa distributrice assicuri l'odorizzazione del gas ai sensi delle norme tecniche vigenti in materia.

Di recente introduzione in materia è il decreto legislativo 21 febbraio 2019, n. 23 (pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 26 marzo ed entrato in vigore il successivo 10 aprile), il quale – in estrema sintesi –, modificando la predetta legge n. 1083/1971, ha depenalizzato il mancato rispetto dell'obbligo di odorizzazione, degradandolo a illecito amministrativo, e ha intestato funzioni di vigilanza al Ministero dello sviluppo economico. Tali modifiche apportate alla legge n. 1083/1971 non fanno venire meno, comunque, il potere (e l'opportunità) dell'Autorità di continuare a disporre controlli tecnici in merito all'odorizzazione.

I prelievi del gas sono effettuati dalla società Innovhub all'uscita dei gruppi di riduzione finale in bassa pressione non dotati di impianto di odorizzazione e collocati in posizione distante dai punti di alimentazione della rete di distribuzione. Il controllo sul grado di odorizzazione e sul potere calorifico superiore del gas viene eseguito mediante analisi gascromatografiche sul campo, eventualmente integrate da analisi di laboratorio nei casi dubbi, mentre quello sulla pressione di fornitura viene eseguito *in loco* mediante manometro.

Nel corso dei 64 controlli effettuati durante l'anno sono stati accertati *in loco*, e confermati anche dalle successive analisi di laboratorio, sei casi di insufficiente grado di odorizzazione, relativamente ai quali gli Uffici dell'Autorità hanno inviato quattro denunce alle competenti Procure della Repubblica, fino alla data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 23/2019 e, in seguito a tale data, due segnalazioni al Ministero competente.

Inoltre, a seguito del reiterarsi, anche nel 2019, di casi di insufficiente odorizzazione riscontrati nei confronti di Metagas, l'Autorità, con la delibera 14 maggio 2019, 182/2019/E/gas, ha inviato una segnalazione al Ministro dello sviluppo economico e al Prefetto di Salerno in merito a possibili iniziative nei confronti della società in materia di sicurezza nella gestione del servizio di distribuzione del gas nel territorio del Comune di Laviano (SA). Tale segnalazione fa seguito a una serie di azioni già intraprese nei confronti della società a partire dal 2017 (denunce e comunicazioni alle autorità competenti), cui si è aggiunta, nel 2018, una segnalazione formale ai Sindaci degli Enti locali interessati (segnalazione 21 giugno 2018, 345/2018/I/gas).

Gli esiti dei controlli tecnici sono sintetizzati nella tavola 10.10.

⁵ Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019, parte I del Testo unico delle disposizioni della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (TUDG), allegato A alla delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas.

TAV. 10.10 *Controlli tecnici nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di qualità del gas (gennaio-dicembre 2019)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
64 controlli, di cui: - 28 su impianti di 16 grandi imprese; - 29 su impianti di 25 medie imprese; - 7 su impianti di 6 piccole imprese.	Controlli tecnici relativi al grado di odorizzazione, al potere calorifico superiore effettivo e alla pressione di fornitura del gas.	Risultati dei prelievi nella norma per 26 impianti di 15 grandi imprese, per 26 impianti di 23 medie imprese e per 6 impianti di 6 piccole imprese. Accertati 6 casi di non conformità del grado di odorizzazione del gas per 2 impianti di 2 grandi imprese, per 3 impianti di 3 medie imprese e per un impianto di una piccola impresa. Inviata una segnalazione al Ministero dello sviluppo economico e al Prefetto di Salerno su possibili iniziative nei confronti di una piccola impresa per reiterazioni di violazioni in materia di odorizzazione e di sicurezza del servizio di distribuzione del gas.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio

Nel periodo febbraio-maggio 2019, ai sensi della delibera 20 settembre 2018, 455/2018/E/gas, sono state effettuate cinque verifiche ispettive, nei confronti di altrettante imprese di distribuzione di gas, tese alla verifica della correttezza dei dati inerenti ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale comunicati dagli esercenti, ai sensi della RQDG. Tale disciplina prevede che gli incentivi siano corrisposti alle imprese sulla base di due distinte componenti, correlate, rispettivamente, all'odorizzazione e alle dispersioni segnalate da terzi.

Le verifiche sono state compiute nei confronti di tre grandi imprese e due medie imprese di distribuzione, controllando gli elementi documentali e informativi relativi ai dati di sicurezza del servizio comunicati all'Autorità, con riferimento all'assetto degli impianti di distribuzione gestiti dalle società, al pronto intervento, all'odorizzazione, alle dispersioni e a eventuali incidenti da gas combustibile verificatisi sugli impianti di distribuzione.

L'analisi degli esiti delle ispezioni ha consentito di riscontrare alcune violazioni alla RQDG per due grandi imprese e per una media impresa. Con le determine 8 agosto 2019, DSAI/34/2019/gas, 27 settembre 2019, DSAI/37/2019/gas e 21 novembre 2019, DSAI/39/2019/gas sono stati avviati procedimenti sanzionatori nei confronti delle imprese menzionate. Con successivo provvedimento sarà definito l'impatto delle suddette violazioni sull'importo degli incentivi previsti in materia.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 10.11.

TAV. 10.11 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio (febbraio-maggio 2019)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Tre grandi e due medie imprese.	Verifica della corretta applicazione degli obblighi della RQDG in materia di incentivi alla sicurezza.	Riscontrate violazioni alla RQDG per due grandi e per una media impresa e avviati i conseguenti procedimenti sanzionatori. Prevista la rideterminazione degli incentivi con successivo provvedimento.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento

Nel primo semestre del 2019 sono stati effettuati 50 controlli telefonici, nei confronti di altrettante imprese distributrici di gas, previsti dalla delibera 5 marzo 2019, 74/2019/E/gas, mediante chiamate al servizio di pronto intervento. Nel periodo luglio-dicembre 2019, sono state, altresì, effettuate le successive verifiche ispettive con sopralluogo presso 13 imprese, individuate anche in base agli esiti dei controlli già realizzati mediante chiamate telefoniche.

I controlli telefonici avevano lo scopo di verificare le modalità di accesso al servizio di pronto intervento dell'impresa distributtrice da parte del cliente finale. L'attività si è svolta, in via preliminare, con la verifica della corrispondenza del numero di pronto intervento, comunicato dalle imprese distributtrici all'Autorità, con quello indicato sul sito internet delle imprese stesse e, quindi, con la verifica dell'effettiva funzionalità e accessibilità del centralino tramite chiamate senza preavviso ai numeri indicati dagli operatori, eseguite in giorni feriali e festivi, in orario diurno e notturno.

Le verifiche ispettive seguenti al controllo telefonico avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione, da parte delle imprese distributtrici di gas, delle disposizioni dell'Autorità in materia di pronto intervento, così come previsto dalla RQDG e dalle Linee guida predisposte dal CIG e pubblicate dall'UNI.

Le 13 verifiche ispettive in sede hanno interessato tre grandi, cinque medie e cinque piccole imprese di distribuzione del gas.

L'analisi degli esiti delle ispezioni ha consentito di rilevare l'inadeguatezza del servizio di pronto intervento, in violazione degli obblighi previsti dalla RQDG, per due grandi, quattro medie e quattro piccole imprese. Con le determine 10 gennaio 2020, DSAI/1/2020/gas, 22 gennaio 2020, DSAI/2/2020/gas, 24 febbraio 2020, DSAI/3/2020/gas e 24 febbraio 2020, DSAI/4/2020/gas sono stati avviati i primi quattro procedimenti sanzionatori.

Gli esiti dei controlli telefonici e delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 10.12.

TAV. 10.12 *Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributtrici di gas in materia di pronto intervento (gennaio-dicembre 2019)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Controlli telefonici: 50 imprese di distribuzione del gas	Verifica delle modalità di accesso, da parte del cliente finale, al servizio di pronto intervento dell'impresa distributtrice, mediante chiamate al servizio di pronto intervento.	Verificate alcune criticità nelle modalità di accesso al servizio di pronto intervento per 3 grandi, 5 medie e 5 piccole imprese di distribuzione del gas.
Verifiche ispettive: – 3 grandi imprese; – 5 medie imprese; – 5 piccole imprese.	Verifica dell'applicazione della disciplina in materia di pronto intervento del gas ai sensi della RQDG e delle Linee guida CIG.	Verificata l'inadeguatezza del servizio di pronto intervento presso 2 grandi, 4 medie e 4 piccole imprese. Avviati i primi 4 provvedimenti sanzionatori.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas naturale, in materia di regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento (*settlement gas*)

Nel mese di dicembre 2019 è stata effettuata la prima delle quattro verifiche ispettive previste della delibera 5 novembre 2019, 448/2019/E/gas, in materia di regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas (*settlement gas*).

Le verifiche ispettive hanno lo scopo di accertare il corretto adempimento degli obblighi in materia di *settlement*, attività che consente di ripartire, con cadenza mensile e annuale, i consumi di gas degli utenti finali tra i diversi operatori di mercato operanti sulle reti, utilizzando dati di misura effettivi o stimati.

In particolare, le operazioni di verifica hanno a oggetto il rispetto delle disposizioni relative:

- alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (*settlement*);
- alla correttezza dei dati utilizzati ai fini del *settlement*;
- all'efficienza dei sistemi di misura i cui dati sono utilizzati nell'ambito del *settlement*;
- al corretto esercizio tecnico della rete di distribuzione in relazione ai parametri rilevanti ai fini degli scostamenti tra gas immesso nella rete di distribuzione e gas da essa prelevato (*delta in-out*).

L'esigenza dei controlli nasce dal fatto che, in esito all'esecuzione delle prime sessioni di aggiustamento previste dalla regolazione del *settlement* con riferimento agli anni 2013-2017, il responsabile del bilanciamento ha determinato, per ciascun punto di interconnessione con le reti di distribuzione (*city gate*), il valore della differenza fra il gas immesso in rete e quello prelevato presso i misuratori dei clienti finali – quest'ultimo comunicato dalle imprese di distribuzione –, rilevando in alcuni casi differenze consistenti, che hanno determinato la necessità di operare compensazioni economiche poste in capo al sistema del gas.

La prima verifica ispettiva svolta nel mese di dicembre è stata effettuata nei confronti di una grande impresa di distribuzione del gas. Gli esiti del controllo, ancora in fase di valutazione, sono sintetizzati nella tavola 10.13.

TAV. 10.13 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas naturale, in materia di regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento (*settlement gas*) (dicembre 2019)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande impresa di distribuzione del gas naturale.	Verifica della corretta applicazione degli obblighi in materia di <i>settlement gas</i> e di attività connesse (correttezza dati utilizzati ai fini del <i>settlement</i> , efficienza dei sistemi di misura, corretto esercizio della rete di distribuzione).	Esiti in corso di valutazione nei confronti di una grande impresa di distribuzione.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Verifiche ispettive nei confronti di produttori di energia elettrica, in materia di adeguamento degli impianti di produzione connessi in media tensione

Nel periodo settembre-dicembre 2019 sono state effettuate le prime tre verifiche ispettive previste della delibera 12 marzo 2019, 87/2019/E/eel, in materia di adeguamento degli impianti di produzione di energia elettrica connessi in media tensione. Il programma prevede un totale di sei verifiche da concludere entro marzo 2020.

Le verifiche si sono rese necessarie a seguito dell'ampliamento, disposto dall'Autorità nel 2012, del campo di funzionamento – in termini di frequenza e tensione – degli impianti di produzione di energia elettrica connessi alle reti di bassa e media tensione.

Le ispezioni, finalizzate alla constatazione della corretta applicazione, da parte dei produttori, delle disposizioni in materia – previste dall'allegato A.70 al Codice di rete di Terna e rese obbligatorie dalla delibera dell'Autorità 8 marzo 2012, 84/2012/R/eel –, sono condotte presso gli impianti di produzione di energia elettrica, utilizzando opportuni strumenti atti a verificare il rispetto dei requisiti previsti, alla presenza dell'impresa distributrice territorialmente competente, quale soggetto coinvolto nella realizzazione, nell'attivazione e nell'esercizio della connessione.

Le verifiche svolte nel 2019 hanno interessato tre produttori di energia elettrica con impianti di produzione di potenza superiore a 50 kW, connessi alla rete di media tensione ed entrati in esercizio entro il 31 marzo 2012. In esito ai controlli effettuati nel 2019 non sono state rilevate non conformità alla regolazione.

Gli esiti delle verifiche sono sintetizzati nella tavola 10.14.

TAV. 10.14 *Verifiche ispettive nei confronti di produttori di energia elettrica, in materia di adeguamento degli impianti di produzione connessi in media tensione (settembre-dicembre 2019)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO	MOTIVAZIONE	ESITO
Tre produttori di energia elettrica connessi in MT.	Verifica del rispetto delle disposizioni previste dall'allegato A.70 al Codice di rete di Terna, rese obbligatorie dalla delibera dell'Autorità 84/2012/R/eel.	Riscontrato l'avvenuto adeguamento degli impianti per i tre produttori.

Fonte: ARERA.

Verifiche ispettive nei confronti dei gestori del servizio idrico integrato in materia di tariffe

Nel corso del 2019 sono state effettuate nove verifiche ispettive riguardanti il servizio idrico integrato:

- tre sono state effettuate nel periodo febbraio-maggio, a completamento del programma approvato con la delibera 29 marzo 2018, 170/2018/E/idr, in materia di regolazione tariffaria per il primo e il secondo periodo regolatorio, rispettivamente per gli anni 2012-2015 e 2016-2019 (c.d. verifiche complete);
- cinque sono state effettuate nel periodo gennaio-giugno, a completamento del programma approvato con la delibera 29 marzo 2018, 171/2018/E/idr, in materia di tariffe d'ufficio e di esclusione dall'aggiornamento tariffario (c.d. verifiche semplificate);

- una è stata effettuata nel mese di dicembre, in attuazione del programma approvato con la delibera 5 novembre 2019, 449/2019/E/idr, in materia di determinazione delle tariffe d'ufficio e di esclusione dall'aggiornamento tariffario (verifica semplificata).

Gli esiti delle ispezioni svolte nel 2019 sono sintetizzati nella tavola 10.15.

TAV. 10.15 *Verifiche ispettive nei confronti di gestori del servizio idrico integrato (gennaio-dicembre 2019)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Due grandi imprese, sei medie imprese, una piccola impresa.	Verifica del rispetto degli adempimenti in materia di tariffe del servizio idrico integrato.	In esito alle verifiche effettuate ai sensi delle delibere 170/2018/E/idr e 171/2018/E/idr, sono stati avviati procedimenti sanzionatori, in ragione delle violazioni riscontrate, per due grandi imprese e cinque medie imprese. Per una media impresa il procedimento sanzionatorio sarà avviato nel corso del 2020. Esito conforme per la verifica effettuata ai sensi della delibera 449/2019/E/idr presso una gestione comunale in economia di piccole dimensioni.

(A) Grande impresa (o consorzio o gestione comunale): impresa con più di 100.000 utenze finali; media impresa: impresa con un numero di utenze finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenze finali.

Fonte: ARERA.

In esito alle verifiche effettuate ai sensi della delibera 170/2018/E/idr, con determina 26 luglio 2019, DSAI/32/2019/idr, è stato avviato, nei confronti di un gestore di grandi dimensioni, ancora in fase di aggregazione dalle gestioni precedenti, un procedimento sanzionatorio per violazioni della regolazione tariffaria in materia di calcolo dei moltiplicatori tariffari sulla base delle variabili economiche riferite al complesso delle gestioni.

La seconda verifica è stata compiuta presso un gestore di medie dimensioni; con determina 12 settembre 2019, DSAI/35/2019/idr, è stato avviato un procedimento sanzionatorio relativo, in particolare, alla sottostima dei volumi di fognatura e di depurazione e dei conseguenti ricavi dichiarati ai fini tariffari.

In seguito alla terza ispezione, eseguita presso un gestore di medie dimensioni, sarà proposto un procedimento sanzionatorio nel corso del 2020.

In merito ai controlli effettuati ai sensi della delibera 171/2018/E/idr, la prima verifica, svolta nei confronti di un gestore di grandi dimensioni, fornitore all'ingrosso a livello regionale, ha evidenziato alcune situazioni di applicazione anticipata dei moltiplicatori tariffari, cioè precedente all'approvazione da parte dell'Ente di governo dell'ambito, e, di conseguenza, con determina 25 luglio 2019, DSAI/31/2019/idr, è stato avviato un procedimento sanzionatorio.

In seguito alle ulteriori quattro verifiche, tutte compiute presso gestioni comunali di medie dimensioni, sono stati intrapresi i seguenti procedimenti sanzionatori:

- determina 8 agosto 2019, DSAI/33/2019/idr, per l'incompleta applicazione della tariffa d'ufficio stabilita dall'Autorità e per la variazione della struttura dei corrispettivi senza seguire i criteri assegnati e a svantaggio dell'utenza;
- determina 24 settembre 2019, DSAI/36/2019/idr, per l'applicazione di incrementi tariffari elevati, non determinati secondo i metodi tariffari dell'Autorità, e per il mancato rispetto di un provvedimento temporaneo di esclusione dall'aggiornamento tariffario che era stato disposto dall'Autorità, nelle more della formulazione della proposta tariffaria volta ad assicurare la copertura dei costi della gestione, in coerenza con il disposto dell'art. 243-bis, comma 8, lettera c), del decreto legislativo 18 agosto 2000, n. 267;

- determina 28 novembre 2019, DSAI/40/2019/idr, per l'applicazione di incrementi tariffari a fronte dell'approvazione, da parte dell'Autorità, di un provvedimento di esclusione dall'aggiornamento tariffario, che era stato disposto nelle more della definizione della tariffa del gestore d'ambito, al quale la gestione comunale doveva consegnare gli impianti;
- determina 11 dicembre 2019, DSAI/42/2019/idr, per la mancata applicazione della tariffa d'ufficio disposta dall'Autorità.

La delibera 449/2019/E/idr prevede l'effettuazione di sei verifiche ispettive, entro il 31 dicembre 2020, in materia di tariffe d'ufficio e di esclusione dall'aggiornamento tariffario (verifiche semplificate).

Delle suddette sei ispezioni, la prima è stata svolta nel mese di dicembre 2019 presso una gestione comunale di piccole dimensioni, che, in esito ai controlli, ha rispettato i provvedimenti di esclusione dall'aggiornamento tariffario approvati dall'Autorità.

Verifiche e controlli sui dati fiscali dichiarati dalle imprese a forte consumo di energia elettrica (energivori)

Con la delibera 16 aprile 2019, 143/2019/E/eel, l'Autorità ha approvato il programma di verifiche e controlli – da effettuare con l'ausilio del Nucleo speciale beni e servizi della Guardia di Finanza – sui dati forniti dalle imprese energivore, in attuazione di quanto previsto dal decreto del Ministero dello sviluppo economico 21 dicembre 2017, recante disposizioni in materia di riduzioni delle tariffe a copertura degli oneri generali di sistema a beneficio delle imprese energivore. I controlli consistono nella verifica, tramite le banche dati a disposizione della Guardia di Finanza, della corrispondenza tra i dati dichiarati a CSEA (Cassa per i servizi energetici e ambientali) dalle imprese energivore e i dati risultanti dalle dichiarazioni fiscali e dai bilanci depositati.

I controlli richiesti alla Guardia di Finanza si aggiungono a quelli già svolti autonomamente da CSEA, sia sui dati di prelievo di energia elettrica da rete pubblica, sia in merito alla coerenza generale, nei casi in cui emergano differenze tra i dati forniti dalle imprese in relazione al precedente regime di agevolazione per le società energivore. Le verifiche, in ultima analisi, sono indirizzate ad allargare la capacità di controllo su una partita economica molto rilevante (1,7 miliardi di euro all'anno), il cui onere ricade (attraverso l'elemento A_{ESOS} della componente tariffaria A_{SOS}) su tutti gli altri clienti, inclusi quelli domestici.

L'attività è stata avviata nel mese di maggio 2019 e si concluderà nel mese di maggio 2020. Tali controlli verranno annualmente rinnovati con successivi provvedimenti.

Controlli documentali per l'accertamento della corretta contribuzione degli operatori regolati agli oneri di funzionamento dell'Autorità

Nel corso del 2019 gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione del Nucleo speciale beni e servizi della Guardia di Finanza, hanno portato a termine le attività di verifica avviate negli anni precedenti con riferimento al contributo di funzionamento di ARERA, che le imprese regolate sono tenute a versare, relativo agli anni 2014, 2015 e 2016. L'attività è stata completata con la delibera 12 febbraio 2019, 44/2019/E/com, con la quale a 51 soggetti è stato

intimato il pagamento degli importi dovuti. Nei confronti degli operatori che non hanno adempiuto all'intimazione sono state avviate, in collaborazione con l'Agenzia delle entrate-Riscossione, le attività finalizzate al recupero coattivo di quanto dovuto.

Nel 2019, inoltre, è stato dato avvio, sempre in collaborazione con il Nucleo speciale beni e servizi della Guardia di Finanza, alle attività di controllo relative al versamento dovuto per l'anno 2017, che, nel solco di quanto fatto con riferimento agli anni di versamento precedenti, hanno previsto le seguenti fasi:

- controlli formali, volti a riscontrare: i) la corretta applicazione, sulla base imponibile dichiarata, dell'aliquota del contributo; ii) la corrispondenza degli importi dichiarati dalle imprese a titolo di contributo dovuto con quanto effettivamente versato;
- individuazione dei soggetti che hanno potenzialmente evaso il versamento del contributo, mediante il raffronto tra l'elenco dei soggetti iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità e la lista di quelli che hanno inviato le dichiarazioni previste ai fini del versamento del contributo;
- controlli sostanziali volti a verificare la corretta formazione della base imponibile considerata ai fini del calcolo del contributo.

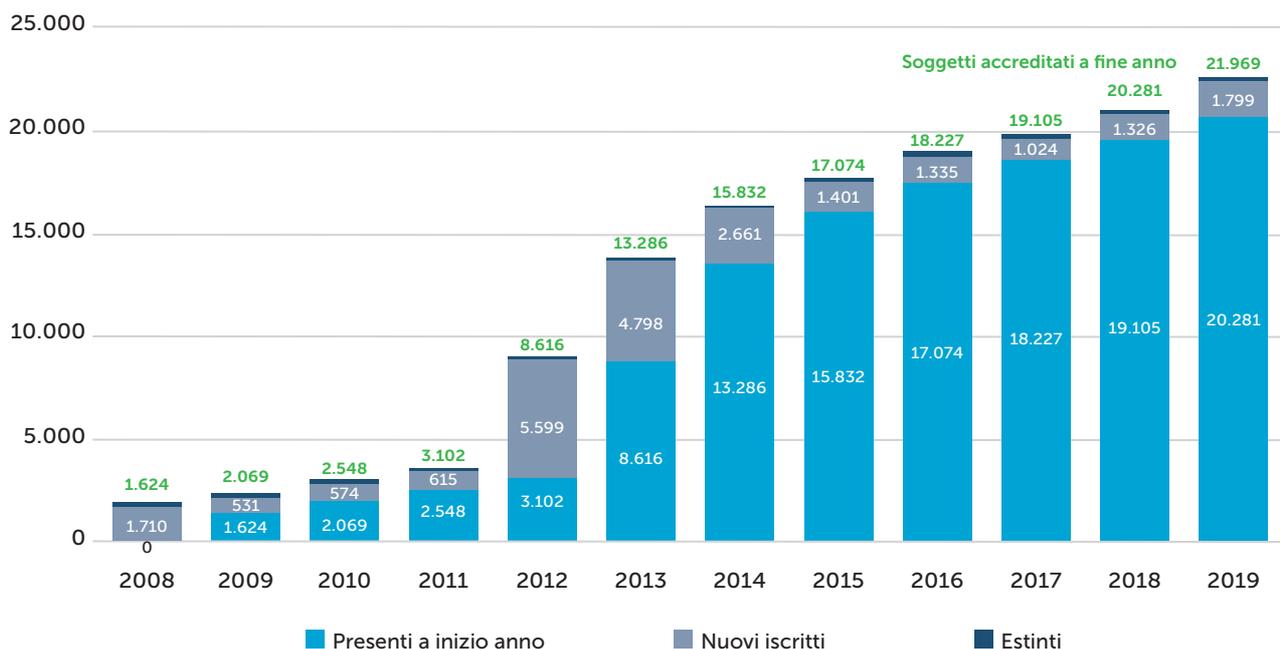
In esito ai controlli, che saranno completati nel corso del 2020, sono state intraprese le azioni di recupero del contributo non versato.

Attività sull'Anagrafica operatori dell'Autorità

Nel corso del 2019 il numero di soggetti iscritti presso l'Anagrafica operatori è cresciuto di circa 1.700 unità, mentre poco più di 100 operatori si sono estinti, in molti casi a seguito di operazioni di fusione e incorporazione da parte di altri soggetti. Al 31 dicembre 2019 il numero di soggetti accreditati e non estinti ha sostanzialmente raggiunto le 22.000 unità.

L'elevato incremento del numero di iscritti è in parte dovuto al fatto che dal 3 luglio 2019 l'obbligo di iscrizione all'Anagrafica è stato esteso anche ai gestori del servizio integrato dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati, nonché ai gestori dei singoli servizi che costituiscono attività di gestione, compresi i Comuni che operano in economia, e agli Enti di governo degli ambiti territoriali ottimali. Più precisamente, l'obbligo è stato formalizzato con la delibera 27 dicembre 2018, 715/2018/R/rif. L'impatto di tale allargamento proseguirà in misura rilevante anche nel 2020.

Si ricorda che, per quanto riguarda i produttori elettrici, l'esonero dall'obbligo di iscrizione vale solo per coloro che hanno impianti di potenza nominale complessiva inferiore o uguale a 100 kW e non svolgono nessun'altra attività nei settori di competenza dell'Autorità.

FIG. 10.1 *Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità al 31 dicembre degli anni indicati*

Fonte: AREGA, Anagrafica operatori.

Attuazione del REMIT

Nel corso del 2019 sono state condotte le attività preistruttorie derivanti da segnalazioni di ordini e/o transazioni anomali nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale, potenzialmente abusivi ai sensi dell'art. 5 del regolamento (UE) 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2011, concernente l'integrità e la trasparenza dei mercati dell'energia all'ingrosso (c.d. REMIT, *Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency*). In due casi, la fase investigativa si è chiusa con una decisione di archiviazione, non risultando integrati i presupposti per l'avvio di un'istruttoria formale ai sensi dell'art. 2, paragrafi 2) e 3), del REMIT, che definiscono, rispettivamente, la "manipolazione del mercato" e la "tentata manipolazione del mercato".

L'Autorità ha, inoltre, confermato il proprio contributo propositivo ai gruppi di lavoro sia nell'ambito dell'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER), sia nell'ambito del Consiglio dei regolatori europei dell'energia (CEER), al fine di promuovere un approccio coordinato nell'implementazione del REMIT, partecipando:

- alla predisposizione delle linee guida di ACER dedicate all'individuazione di specifiche fattispecie manipolative, con particolare riferimento al trattenimento di capacità di generazione nel mercato elettrico;
- all'aggiornamento costante del *Market Monitoring Handbook*, manuale a uso interno di ACER e dei regolatori volto a promuovere la cooperazione e il coordinamento nella gestione dei casi previsti dal REMIT;
- alla condivisione di strumenti, metodologie e mezzi per la sorveglianza dei mercati all'ingrosso, nonché delle problematiche relative al coordinamento dei casi di potenziale abuso di mercato di dimensione transfrontaliera;
- al monitoraggio dell'evoluzione della normativa finanziaria e al contributo alla formazione delle posizioni CEER-ACER negli ambiti rilevanti per il corretto funzionamento dei mercati dell'energia.

Al fine di assicurare una visione unitaria dei mercati finanziari e dei mercati dei prodotti energetici all'ingrosso, rafforzando la cooperazione con la Commissione nazionale per le società e la Borsa (Consob), in data 25 giugno 2019, è stato, infine, organizzato un seminario pubblico concernente il regime regolatorio applicabile alle imprese energetiche in conseguenza dell'entrata in vigore della direttiva 2014/65/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 15 maggio 2014, riguardante i mercati di strumenti finanziari (c.d. MiFID II, *Markets in Financial Instruments Directive*).

Procedimenti sanzionatori e prescrittivi

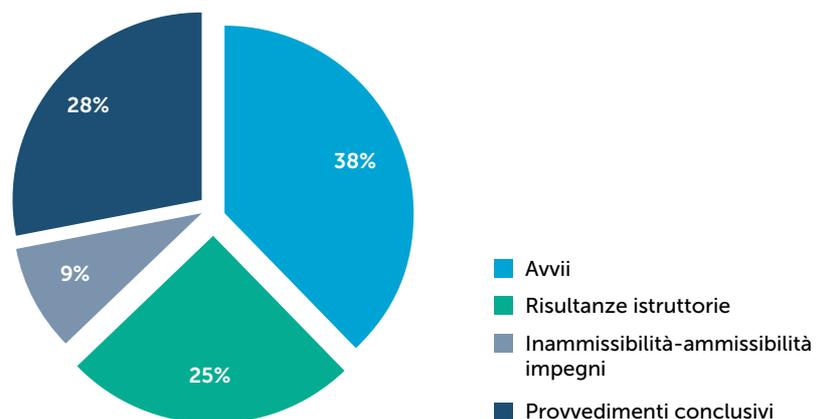
Anche nel 2019 l'attività sanzionatoria dell'Autorità, consistente nell'accertamento di infrazioni e nell'eventuale irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie, ha continuato a rivestire un ruolo rilevante a garanzia dell'attuazione della regolazione, registrando:

- un numero di avvii e di chiusure di procedimenti sanzionatori e prescrittivi rispettivamente pari a 50 e 37 (cui vanno aggiunte le chiusure con procedura semplificata, pari a 20), in linea con quello degli anni precedenti (per gli avvii: 55 nel 2016, 43 nel 2015, 40 nel 2014; per le chiusure: 40 nel 2016, 33 nel 2015, 30 nel 2014), escludendo gli anni 2017 e 2018, in cui l'elevato numero di avvii e chiusure si deve agli oltre 100 procedimenti avviati per strategie di programmazione non diligenti nell'ambito del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica;
- un aumento del numero delle comunicazioni delle risultanze istruttorie (33 nel 2019, rispetto a 28 nel 2018) e soprattutto il raddoppio delle deliberazioni di ammissibilità/inammissibilità degli impegni (12 nel 2019, rispetto a 6 nel 2018).

Nel corso del 2019 sono, quindi, stati adottati 132 atti, di cui: 50 avvii, 33 comunicazioni delle risultanze istruttorie, 11 delibere di ammissibilità degli impegni, 1 delibera di inammissibilità degli impegni, 37 provvedimenti conclusivi, tra provvedimenti sanzionatori, di archiviazione e dichiarazioni di approvazione di impegni (esclusi i 20 procedimenti avviati con procedura semplificata, che si sono estinti con il pagamento in misura ridotta e la cessazione delle condotte contestate).

Il diagramma a torta riportato nella figura 10.2 esplicita in forma descrittiva i risultati della gestione 2019.

FIG. 10.2 Atti adottati in relazione all'attività sanzionatoria svolta nel 2019



Fonte: ARERA.

I dati sintetici evidenziano una distribuzione dei procedimenti avviati nel 2019 nelle tre macro-aree abbastanza equilibrata: gli avvii per violazioni in materia di infrastrutture energetiche (19) si attestano al 38% circa del totale, quelli per violazioni in materia di mercati energetici (17) sono stati circa il 34% e quelli relativi al servizio idrico integrato (14) si sono fermati al 28% circa.

Fra i 57 procedimenti conclusi – comprensivi dei 20 avviati con procedura semplificata andati a buon fine –, 47 sono terminati con l'accertamento delle responsabilità e la conseguente irrogazione di sanzioni (di questi, 4 anche con l'adozione di un provvedimento prescrittivo), 3 procedimenti si sono chiusi con l'archiviazione e, infine, 7 si sono conclusi con l'approvazione di impegni.

Con riferimento alle 47 sanzioni irrogate, merita evidenziare che: i) soltanto 5 sono state oggetto di impugnazione giurisdizionale; ii) l'importo annuo della totalità delle sanzioni (pari a complessivi 62.773.400 euro, cui concorrono in massima parte i 55.138.500 euro relativi alle 4 sanzioni irrogate nei confronti delle società di un primario gruppo a livello mondiale attivo nel settore dell'attività siderurgica per mancato acquisto di certificati verdi) è di gran lunga il più alto mai registrato nella storia dell'Autorità.

A tale ultimo proposito, si segnala, altresì, che per tutte le sanzioni irrogate nel 2019 non spontaneamente pagate sono state svolte le azioni necessarie per il recupero dei crediti corrispondenti, ora attivando, dopo un primo sollecito, la riscossione coattiva per il tramite della competente Agenzia (previa quantificazione degli interessi o delle maggiorazioni nel frattempo maturate), ora procedendo, nei casi di sanzioni irrogate nei confronti di soggetti sottoposti a procedure concorsuali, alla comunicazione/insinuazione dei relativi crediti, ora procedendo per la prima volta all'escussione di fidejussioni prestate su ordine del giudice amministrativo a garanzia di sanzioni irrogate dall'Autorità.

Sempre sul fronte dell'efficientamento degli adempimenti amministrativi connessi all'attività sanzionatoria, nel 2019 si è proceduto, sentita la competente Direzione del Ministero dello sviluppo economico, alla definizione e alla pubblicazione, sul sito internet dell'Autorità⁶, di una procedura standard per gestire l'eventuale restituzione, a seguito di provvedimenti giurisdizionali, di importi pagati a titolo non definitivo. A tale riguardo, si evidenzia che le pronunce giurisdizionali rese nel 2019 su provvedimenti sanzionatori risultano tutte favorevoli all'Autorità, fatta eccezione per la riforma in appello di una sentenza con la quale il TAR Lombardia aveva respinto il ricorso promosso da un esercente avverso una sanzione per violazione degli obblighi informativi in materia di vigilanza sul divieto di traslazione della maggiorazione Ires sui prezzi al consumo.

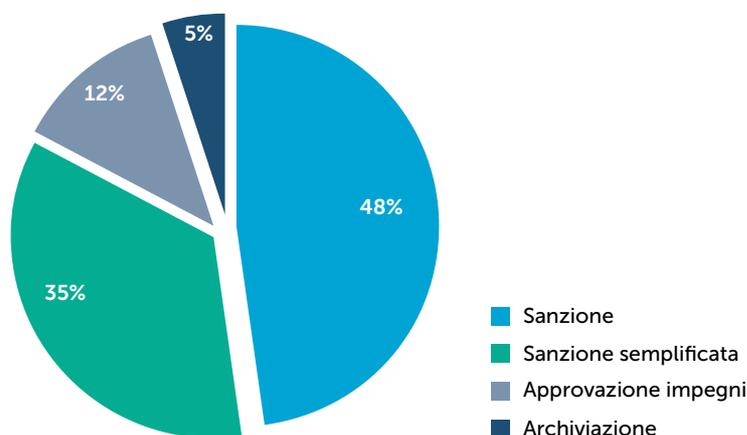
Inoltre, anche nel 2019 l'Autorità ha esercitato il potere di prescrivere agli operatori la cessazione di comportamenti lesivi dei diritti degli utenti e l'obbligo di corrispondere indennizzi, per esempio ordinando a un venditore la restituzione ai clienti dell'energia elettrica e del gas delle somme illegittimamente addebitate a titolo di corrispettivo a copertura di cosiddetti "costi di gestione amministrativa", per un valore di circa 13 milioni di euro.

Anche nel 2019 ha trovato, poi, conferma la circostanza che l'implementazione della separazione funzionale tra attività istruttoria e attività decisoria, unitamente alle procedure semplificate e agli impegni, ha avuto un impatto positivo sul piano dell'efficienza, assicurando un notevole contenimento delle tempistiche procedurali: se si esclude, infatti, la complessa vicenda afferente alle società del primario gruppo sopra richiamato –

⁶ Cfr. www.arera.it, nello specifico la pagina www.arera.it/it/comunicati/19/190723sanzioni.htm.

che, oltre all'evidente delicatezza derivante dalla sottoposizione delle medesime società alla procedura di amministrazione straordinaria, si è posta a cavallo di due consiliazioni –, la durata media dei procedimenti sanzionatori è ulteriormente calata rispetto al 2018, facendo registrare un sensibile miglioramento rispetto agli anni immediatamente precedenti.

FIG. 10.3 Ripartizione dei provvedimenti conclusivi dell'attività sanzionatoria svolta nel 2019



Fonte: ARERA.

La procedura semplificata

Sotto diversi profili, si conferma il rilievo della cosiddetta procedura semplificata di chiusura di procedimenti sanzionatori di competenza dell'Autorità, prevista dall'art. 45 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93 e dall'art. 5 dell'allegato A alla delibera 14 giugno 2012, 243/2012/E/com. È aumentata la già significativa percentuale di adesione da parte degli operatori interessati (dal 71% circa al 77% circa dei procedimenti avviati con procedura semplificata, cioè 20 su 26), a conferma dell'utilità di tale istituto, ulteriormente apprezzabile sul fronte della pronta cessazione delle condotte contestate e del sollecito pagamento della sanzione in misura ridotta. Peraltro, con l'utilizzo di tale procedura, che consente la chiusura del procedimento in 30 giorni, l'Autorità ha accertato anche la tempestiva eliminazione/attenuazione delle eventuali conseguenze prodotte dalle violazioni al sistema.

In particolare, i 26 procedimenti che nell'anno 2019 sono stati avviati con eventuale chiusura con procedura semplificata hanno riguardato le seguenti materie: 9 violazioni in materia di servizio idrico integrato, 13 violazioni della regolazione delle infrastrutture energetiche e 10 violazioni della regolazione dei mercati energetici.

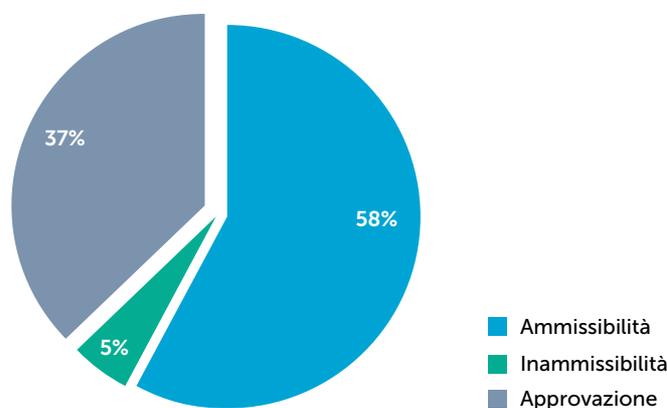
Il sub-procedimento per impegni

Come noto, la presentazione di una proposta di impegni determina l'avvio di un sub-procedimento a iniziativa di parte che si inserisce in un procedimento sanzionatorio già avviato dall'Autorità per accertare eventuali violazioni di sua competenza. Nell'ambito dell'attività di *enforcement* dell'Autorità, gli impegni rappresentano uno strumento innovativo, alternativo alle sanzioni, che consente di ottenere dagli operatori interessati non solo il (mero) ripristino della situazione *quo ante* – essendo la cessazione di tutte le condotte contestate uno dei presupposti per l'ammissibilità della proposta di impegni –, ma anche e soprattutto il suo miglioramento. Infatti, il soggetto destinatario dell'atto di avvio del procedimento sanzionatorio, entro 30 giorni dalla sua comunicazione, può presentare all'Autorità impegni *"utili al più efficace perseguimento degli interessi tutelati"*

dalle disposizioni che si assumono violate” (art. 45, comma 3, del decreto legislativo n. 93/2011 e art. 16, comma 1, dell’allegato A alla delibera 243/2012/E/com). Le misure oggetto di impegni, dunque, consistono non già in adempimenti previsti dalla regolazione, bensì in iniziative idonee a meglio perseguire gli interessi sottesi alle disposizioni di cui è contestata la violazione, ovvero in azioni che l’Autorità ritenga migliorative, più vantaggiose, più favorevoli per il sistema e/o per determinate categorie di utenti, direttamente o indirettamente pregiudicate dalle condotte contestate.

Nel 2019 si è potuta osservare un’ulteriore rivitalizzazione dell’istituto degli impegni, che ha registrato un incremento rispetto all’anno precedente. In particolare, nel corso del 2019 sono stati adottati 19 atti in materia di impegni contro gli 11 del 2018 (circa il 72% in più). In base alla tipologia di delibera, i 19 atti possono essere così suddivisi: 1 delibera di inammissibilità e 11 delibere di ammissibilità, cui sono seguite, dopo il *market test*, 7 delibere di approvazione (Fig. 10.4).

FIG. 10.4 Tipologie di delibere adottate a seguito degli atti in materia di impegni assunti nel 2019



Fonte: ARERA.

Le predette delibere hanno interessato prevalentemente la macro-area “Mercati”, come emerge dalla tavola 10.16.

TAV. 10.16 Macro-aree e materie delle delibere adottate a seguito degli atti in materia di impegni assunti nel 2019

MACRO-AREA	MATERIA	DELIBERAZIONI IN MATERIA DI IMPEGNI
Mercati	Fatturazione (15) Connessione di reti (1)	16
Infrastrutture	Continuità (2) Pronto intervento (1)	3

Fonte: ARERA.

Il rilevante numero di atti in materia di impegni adottati nel 2019 (e nel 2018) – significativo soprattutto se paragonato a quello degli anni precedenti: nessun atto sugli impegni nel 2017, 4 atti nel 2016 e 6 nel 2015 – è strettamente connesso ai diversi procedimenti, avviati proprio tra il 2018 e il 2019, riguardanti l’applicazione, da parte degli esercenti la vendita, di specifici corrispettivi per la ricezione delle fatture in formato cartaceo, in violazione degli artt. 9, comma 8, e 16, comma 12, del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102. Nell’ambito di tali

procedimenti quasi tutte le società interessate hanno tempestivamente presentato proposte di impegni, aprendo così il sub-procedimento per impegni; infatti, dei predetti 19 atti in materia di impegni assunti nel 2019, ben 15 hanno riguardato procedimenti avviati (anche) per violazione del divieto di applicazione dei menzionati corrispettivi. Tutte queste proposte di impegni prevedono la restituzione ai clienti finali dei corrispettivi illegittimamente addebitati per la ricezione delle fatture cartacee, nonché il riconoscimento di un bonus ai clienti che scelgono la fattura in formato elettronico; alcune proposte prevedono anche la realizzazione di un servizio gratuito di *check-up* sui consumi energetici e altre la corresponsione di un ulteriore ristoro economico, a favore dei clienti interessati dall'applicazione dei corrispettivi di postalizzazione.

Quanto al contenuto delle altre proposte di impegni, nel 2019:

- è stata approvata dall'Autorità una proposta, in materia di connessioni alle reti di impianti di produzione di energia elettrica, che prevede ben 8 iniziative a carico del soggetto proponente, tra cui il versamento di una penalità a favore del sistema, l'invio di un sollecito al richiedente la connessione in caso di omissione degli adempimenti di sua competenza, l'integrazione della rappresentazione grafica delle aree critiche sul sito internet della società, con l'aggiornamento del grado di saturazione della rete e nuove funzionalità relative al *tracking* della singola pratica di connessione;
- è stata dichiarata ammissibile e approvata una proposta, in materia di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, recante 5 misure, tra cui il versamento di un contributo forfetario a favore del sistema e l'implementazione di due nuovi canali, alternativi a quelli tradizionali già in uso, per le segnalazioni dei guasti e le richieste di assistenza da parte dei clienti.

Sempre nel 2019 è stata, altresì, dichiarata inammissibile una proposta di impegni in materia di pronto intervento del gas.

Violazioni della regolazione delle infrastrutture energetiche

Una lettura più analitica del dato quantitativo consente di rilevare che, nell'ambito dei procedimenti sanzionatori avviati in materia di violazione della regolazione relativa alle infrastrutture energetiche (pari a 19), 12 riguardano violazioni connesse a esigenze di sicurezza e continuità del sistema, 2 la violazione di obblighi in materia di installazione dei misuratori elettronici e di messa a disposizione dei dati di misura, 1 la violazione di obblighi in materia di *unbundling* funzionale e contabile; infine, 4 si riferiscono a violazioni connesse a esigenze conoscitive.

Sicurezza del sistema

Nel 2019 l'Autorità ha avviato 13 procedimenti sanzionatori (di cui 8 anche per l'adozione di eventuali provvedimenti prescrittivi) nei confronti di altrettante società, per violazioni in materia di pronto intervento e sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale nonché della produzione di energia elettrica. Dei predetti procedimenti, 11 sono stati avviati con procedura semplificata e, di questi, 8 si sono conclusi per effetto dell'adesione degli operatori interessati a tale procedura, ovvero mediante la cessazione delle condotte contestate, tra le quali la messa in regola dei centralini di pronto intervento del gas, e il pagamento delle sanzioni in misura ridotta, per un totale di 91.200 euro.

Negli stessi ambiti l'Autorità ha, altresì, concluso 5 procedimenti sanzionatori con l'irrogazione di altrettante sanzioni per un totale di 570.850 euro, adottando in 2 casi anche provvedimenti prescrittivi volti a ordinare alle società di adeguarsi alle disposizioni per la tutela dell'incolumità pubblica.

Infine, un ulteriore procedimento, avviato per accertare violazioni in materia di continuità della distribuzione dell'energia elettrica, si è concluso con l'approvazione di impegni, che riguardavano, tra gli altri: i) il versamento di un contributo forfetario sul Fondo per eventi eccezionali, di cui all'art. 52 del TIQE per il periodo regolatorio 2016-2023, istituito presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali; ii) l'implementazione di canali, alternativi a quelli tradizionali, per le segnalazioni dei guasti e le richieste di assistenza da parte dei clienti, nonché di un applicativo informatico che, nell'ipotesi di segnalazione telefonica di un guasto da parte di un cliente, permette di attivare in tempi più celeri il personale del pronto intervento.

Accesso ed erogazione dei servizi di rete e misura

Nel 2019 l'Autorità ha avviato un procedimento sanzionatorio per violazioni in materia di installazione di misuratori elettronici.

È stato, altresì, avviato un procedimento sanzionatorio e prescrittivo in forma semplificata per violazioni in materia di messa a disposizione dei dati di misura del gas naturale, che si è concluso con l'adesione dell'esercente alla procedura semplificata, mediante la cessazione delle condotte contestate e il pagamento della sanzione in misura ridotta, per complessivi 32.000 euro.

Unbundling contabile e funzionale

Nel 2019 l'Autorità ha avviato un procedimento sanzionatorio per violazioni in materia di *unbundling* funzionale. In particolare, con tale procedimento è stato contestato a una società capogruppo di avere interferito in scelte gestionali della controllata esercente il servizio di distribuzione dell'energia elettrica, esercitando i propri poteri di indirizzo e coordinamento in contrasto con la finalità di separazione funzionale volta alla promozione dell'efficienza nell'erogazione dei servizi.

Esigenze conoscitive dell'Autorità

In materia di violazioni degli obblighi informativi, l'Autorità ha avviato 2 procedimenti sanzionatori afferenti all'*unbundling* funzionale e altri 2 afferenti alla sicurezza, alla continuità e alla qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas. Tutti i suddetti procedimenti si sono conclusi con l'adesione da parte dell'esercente alla procedura semplificata, mediante la cessazione delle condotte e il pagamento di sanzioni ridotte per complessivi 19.000 euro.

È stato, altresì, chiuso con archiviazione un procedimento in materia di violazione degli obblighi informativi afferenti ai dati di *performance* del servizio di misura del gas naturale.

Infine, è stata irrogata una sanzione amministrativa pari a 22.500 euro per la violazione di obblighi informativi in materia di separazione funzionale.

Violazioni della regolazione dei mercati energetici

Con riferimento, invece, ai procedimenti avviati per violazioni della regolazione dei mercati energetici (pari a 17), 8 procedimenti riguardano la materia dei titoli di efficienza energetica (TEE), 2 si riferiscono a obblighi relativi al Sistema informativo integrato, 1 attiene alla risoluzione del contratto tra utente del dispacciamento dell'energia elettrica e controparte commerciale, 5 ineriscono alla fatturazione dei consumi energetici e 1 riguarda l'obbligo di partecipazione alle procedure conciliative.

Certificati verdi e titoli di efficienza energetica

Nell'ambito dei titoli di efficienza energetica, sono stati avviati 8 procedimenti sanzionatori nei confronti di altrettanti distributori di gas, mentre sono stati chiusi 3 procedimenti con l'irrogazione di sanzioni per complessivi 4.365.000 euro.

In materia di certificati verdi, l'Autorità ha concluso 4 procedimenti sanzionatori irrogando sanzioni complessivamente pari a 55.138.500 euro.

Mercati all'ingrosso

Nel 2019 l'Autorità ha concluso, con provvedimento di archiviazione, un procedimento sanzionatorio in materia di strategie di programmazione non diligenti nell'ambito del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica.

Nel medesimo anno ha, altresì, chiuso, con approvazione di impegni (si veda in merito il precedente punto "Il sub-procedimento per impegni"), un procedimento sanzionatorio avviato nei confronti di un gestore della rete di distribuzione di energia elettrica, per violazioni in materia di connessione alle reti di impianti di produzione.

Mercati retail e tutela dei clienti finali

Nel 2019 sono stati avviati 5 procedimenti sanzionatori e prescrittivi per l'accertamento di violazioni in materia di fatturazione dei consumi energetici, di cui uno anche per violazioni in materia di trasparenza della bolletta e di indennizzi automatici ai clienti finali di energia e di gas naturale. Nella stessa materia 5 procedimenti, avviati nel 2018, si sono conclusi con l'approvazione di impegni (si veda il precedente punto "Il sub-procedimento per impegni").

Inoltre, sono stati avviati 2 procedimenti sanzionatori e prescrittivi in forma semplificata per violazioni in materia di Sistema informativo integrato nei confronti di altrettante società esercenti la vendita di energia elettrica e di gas naturale, entrambi conclusi con l'adesione dei soggetti interessati alla procedura semplificata, mediante la cessazione delle condotte contestate e il pagamento della sanzione in misura ridotta, per complessivi di 62.200 euro.

Per violazione dell'obbligo partecipativo alle procedure conciliative è stato avviato un procedimento sanzionatorio e prescrittivo nei confronti di una società di vendita di energia elettrica e di gas naturale. Nella stessa materia si è concluso un procedimento con l'irrogazione di una sanzione di 93.000 euro e l'adozione di un provvedimento prescrittivo.

Infine, è stato avviato un procedimento sanzionatorio per violazioni in materia di risoluzione del contratto tra utente del dispacciamento dell'energia elettrica e controparte commerciale, per inadempimento di quest'ultima.

L'Autorità ha, altresì, chiuso un procedimento per violazioni in materia di condizioni contrattuali di fornitura di energia elettrica e di gas naturale ai clienti finali con l'irrogazione di una sanzione di 655.000 euro e l'adozione di un provvedimento prescrittivo recante, tra l'altro, l'ordine di restituire ai clienti finali interessati somme per oltre 13.000.000 di euro.

Esigenze conoscitive dell'Autorità

Nel 2019 sono stati chiusi 10 procedimenti avviati nei confronti di società esercenti la vendita di energia elettrica e di gas naturale per violazione degli obblighi informativi in materia di reclami allo Sportello per il consumatore energia e ambiente. Di questi provvedimenti, 9 si sono conclusi con l'irrogazione di sanzioni per complessivi 287.450 euro e 1 con l'archiviazione.

Violazioni della regolazione del settore idrico

Il numero di procedimenti sanzionatori avviati nel 2019 in materia di settore idrico si attesta sul dato di 14 atti di avvio.

In particolare, sono stati avviati 5 procedimenti sanzionatori in forma semplificata per violazione degli obblighi informativi in materia di reclami allo Sportello per il consumatore energia e ambiente (i primi nel settore idrico); di questi procedimenti, 3 si sono conclusi con l'adesione dei soggetti interessati alla procedura semplificata, mediante la cessazione delle condotte contestate e il pagamento della sanzione in misura ridotta, per complessivi 26.700 euro.

Sono stati, altresì, avviati 9 procedimenti sanzionatori per violazioni della regolazione tariffaria, di cui 4 con procedura semplificata. Di questi ultimi, 2 si sono conclusi in quanto i gestori hanno pagato le sanzioni in misura ridotta per un totale di 84.000 euro. Nella medesima materia l'Autorità ha, altresì, concluso 3 procedimenti sanzionatori con l'irrogazione di altrettante sanzioni per un totale di 1.366.000 euro, adottando in un caso anche un provvedimento prescrittivo.

Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati

Con la delibera 18 maggio 2012, 188/2012/E/com, recante "Approvazione della disciplina per la trattazione dei reclami presentati da operatori contro un gestore di un sistema di trasmissione, di trasporto, di stoccaggio, di un sistema GNL o di distribuzione", l'Autorità ha varato le regole procedurali relative alla funzione giustiziale di derivazione comunitaria (art. 44 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93), che riguarda la risoluzione delle controversie tra operatori e gestori di rete in materia di accesso e utilizzo delle infrastrutture energetiche,

nonché l'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. Anche nel 2019 la tutela giustiziale – alternativa a quella giurisdizionale⁷ – si conferma uno strumento rapido e agevolmente fruibile dagli operatori, in modo del tutto gratuito, per perseguire gli obiettivi di carattere pubblicistico, posti dalla normativa europea e dalla disciplina nazionale (primaria e regolatoria), e un presidio fondamentale, largamente apprezzato dagli *stakeholder*, a garanzia della funzionalità e dell'effettività del regime di accesso e utilizzo delle infrastrutture energetiche. In ragione della centralità assunta da tale rimedio nell'ambito delle proprie funzioni di *enforcement*, l'Autorità ha inserito lo sviluppo e la promozione della risoluzione stragiudiziale delle controversie tra operatori e l'aggiornamento del Massimario delle relative decisioni nell'ambito degli obiettivi strategici della propria azione istituzionale nel periodo 2019-2021, prevedendo una specifica linea di intervento al fine di realizzare maggiori livelli di *compliance* regolatoria, in un'ottica deflattiva del contenzioso.

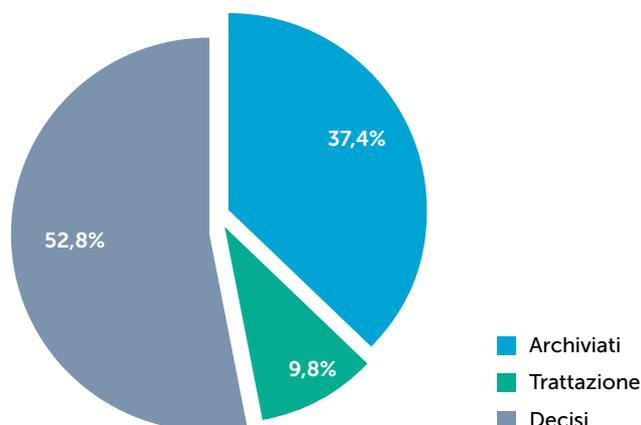
Dall'entrata in vigore della delibera 188/2012/E/com sono stati presentati 562 reclami, di cui 77 nel 2019. Di questi:

- 210 (il 37,4%), di cui 52 presentati nel 2019, sono stati archiviati, in particolare: 133 (di cui 31 presentati nel 2019) per inammissibilità, improcedibilità o intervenuta soluzione bonaria tra le parti nel corso del procedimento; 70 (di cui 19 presentati nel 2019) perché il gestore di rete, nel corso del procedimento, ha soddisfatto l'istanza del reclamante. Inoltre, 3 reclami sono stati archiviati per sostanziale coincidenza delle questioni devolute alla cognizione dell'autorità giudiziaria e dell'Autorità, 3 (di cui 2 presentati nel 2019) sono stati archiviati per sopravvenuta carenza di interesse del reclamante, avendo il gestore di rete soddisfatto l'istanza prima ancora dell'avvio della trattazione del reclamo, e 1 reclamo è stato archiviato a causa dell'avvio, per la fattispecie oggetto dell'istanza, di un procedimento per l'esercizio dei poteri sanzionatori e prescrittivi di cui alle lettere c) e d) dell'art. 2, comma 20, della legge 14 novembre 1995, n. 481⁸. Pertanto, in un'accentuata ottica di *compliance* regolatoria, appare rilevante il dato riguardante il tendenziale significativo aumento del numero delle archiviazioni disposte dagli Uffici per cessata materia del contendere, senza la necessità di adottare una delibera vincolante da parte del Collegio, semplicemente perché il gestore di rete, a seguito dell'avvio del procedimento, ha soddisfatto la pretesa del reclamante. Nell'ambito di questa tendenza si collocano anche i casi di archiviazione del reclamo prima ancora che l'Autorità comunicasse alle parti l'avvio del procedimento, poiché la criticità dedotta dal reclamante viene risolta dal gestore subito dopo la presentazione del reclamo; in questa eventualità si azzerano, di fatto, i tempi procedurali, in aderenza ai canoni di efficienza ed economicità dell'azione amministrativa (art. 1 della legge 7 agosto 1990, n. 241), espressione del principio costituzionale di buon andamento della stessa (art. 97 della Costituzione);
- 55 (il 9,8 %), di cui 18 presentati nel 2019, erano in corso di trattazione al 31 dicembre 2019;
- 297 (il 52,8%), di cui 7 presentati nel 2019, sono stati oggetto di decisione, per un totale di 213 delibere emenate. Si rileva che il numero di delibere è inferiore al numero dei reclami presentati perché alcune di esse, per la sostanziale identità delle questioni tecniche e giuridiche affrontate, hanno trattato congiuntamente più reclami.

7 Ai sensi dell'art. 3, comma 3.9, dell'allegato A alla delibera 188/2012/E/com, viene disposta l'archiviazione del reclamo qualora, tra l'altro, per la fattispecie oggetto dell'istanza "sia stato presentato ricorso innanzi all'autorità giudiziaria".

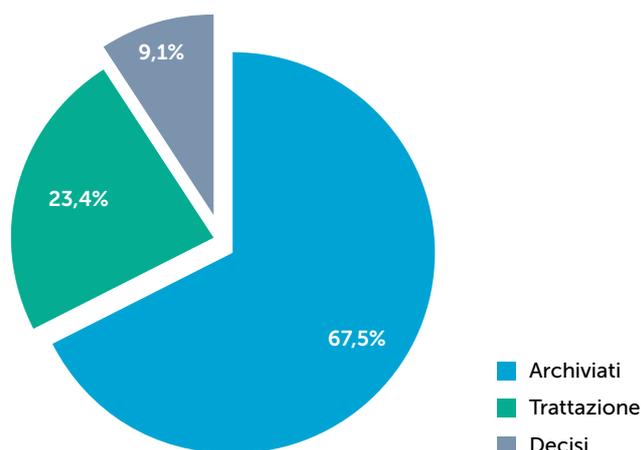
8 Ai sensi dell'art. 3, comma 3.9, dell'allegato A alla delibera 188/2012/E/com, viene disposta l'archiviazione del reclamo qualora, tra l'altro, per la fattispecie oggetto dell'istanza "sia stato avviato un procedimento per l'esercizio dei poteri di cui alla lettera c) e d) dell'articolo 2, comma 20 della legge 14 novembre 1995, n. 481".

FIG. 10.5 Reclami presentati dagli operatori gestiti dall'Autorità ai sensi della delibera 188/2012/E/com (giugno 2012-dicembre 2019)



Fonte: ARERA.

FIG. 10.6 Reclami fra operatori gestiti dall'Autorità ai sensi della delibera 188/2012/E/com (focus sul 2019)



Fonte: ARERA.

Il tempo medio di risoluzione delle controversie tra operatori economici ex delibera 188/2012/E/com, gestite dall'Autorità, è di 6 mesi e 14 giorni.

Le decisioni assunte dall'Autorità vengono rispettate nella quasi totalità dei casi; in particolare, la maggior parte delle decisioni (circa l'85%) è stata immediatamente recepita e messa in atto dalle parti, mentre le restanti (circa il 15%) sono state recepite e attuate solo a seguito dei solleciti della Direzione Advocacy Consumatori e Utenti dell'Autorità.

Nel corso del 2019 è, inoltre, proseguito l'aggiornamento del Massimario delle decisioni rese dall'Autorità nell'esercizio della funzione giustiziale. Tale strumento – privo di valore legale e liberamente accessibile dagli interessati dal sito istituzionale di ARERA – ha l'obiettivo di favorire la più ampia comprensione e diffusione degli indirizzi interpretativi adottati dall'Autorità in sede giustiziale, al fine di soddisfare esigenze di certezza e uniformità in merito alla loro applicazione, in un'ottica di *compliance* regolatoria e di deflazione del contenzioso giurisdizionale e giustiziale, come testimoniato anche dal citato recente aumento dei casi di archiviazione dei reclami.

Settore elettrico

Con riferimento al settore elettrico, le decisioni adottate dall’Autorità in seguito ai reclami presentati dagli operatori regolati hanno riguardato principalmente le tematiche che seguono.

Saturazione della rete

Con la delibera 9 aprile 2019, 125/2019/E/eel, “Decisione del reclamo presentato dalla impresa individuale Carzedda Giuliano nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alle pratiche di connessione con codici di rintracciabilità 104289638 e 118316521”, l’Autorità ha chiarito che rientra nei propri poteri istruttori la verifica della correttezza delle simulazioni di rete che hanno condotto il gestore a respingere la richiesta del reclamante, sia tramite richieste al gestore di effettuare nuove simulazioni basate su dati tecnici corretti, sia tramite l’analisi dei *report* relativi alle modalità operative utilizzate dal gestore per valutare l’impatto sulla rete elettrica dell’impianto di produzione. Non risulta corretto, pertanto, il comportamento del gestore che non abbia verificato l’impatto di ogni singolo impianto di produzione sulla rete esistente alla data della richiesta di connessione, al fine di accertare l’eventuale condizione di “saturazione virtuale” della rete elettrica e, in generale, di verificare la presenza di eventuali criticità prima di passare a valutare soluzioni di connessione alternative. Tuttavia, l’Autorità ha precisato che, per pervenire a una valutazione tecnica diversa da quella che ha condotto il gestore a respingere la richiesta di connessione del reclamante, occorre che dalle risultanze dell’istruttoria tecnica – tra cui la nuova simulazione dell’impatto sulla rete dell’impianto del reclamante – emergano elementi che consentano di smentire, con un apprezzabile margine di certezza, gli esiti delle simulazioni di rete effettuate dal gestore o eventuali criticità, dallo stesso evidenziate, attinenti al mantenimento della tensione di rete, anche in ragione delle valutazioni tecniche discrezionali, proprie del gestore, nel valutare l’impatto sulla rete di un impianto di produzione di energia elettrica.

Con la delibera 26 settembre 2019, 388/2019/E/eel, “Decisione del reclamo presentato da S.E.V.A. S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 134719930”, l’Autorità ha chiarito, in linea di continuità con la delibera 125/2019/E/eel, che, nel caso in cui il gestore – per individuare la soluzione tecnica minima di connessione relativa alla richiesta di allacciamento alla rete in media tensione di un impianto di produzione – utilizzi un apposito *software* che simula il comportamento statico della rete di distribuzione tramite un modello, rientra nei poteri istruttori dell’Autorità medesima la verifica della correttezza delle simulazioni di rete che hanno condotto il gestore a respingere la richiesta del reclamante. Tale verifica può avvenire sia tramite richieste di nuove simulazioni basate su dati tecnici corretti, sia tramite l’analisi dei *report* relativi alle modalità operative adoperate dal gestore per valutare l’impatto dell’impianto di produzione sulla rete elettrica. L’Autorità ha, inoltre, ribadito, che, per pervenire a una valutazione tecnica diversa da quella che ha condotto il gestore a respingere la richiesta del reclamante, occorre che dalle risultanze dell’istruttoria tecnica emergano elementi che consentano di smentire, con un apprezzabile margine di certezza, gli esiti delle simulazioni di rete effettuate dal gestore o eventuali criticità, dallo stesso evidenziate, attinenti al mantenimento della tensione di rete.

Con le delibere 29 ottobre 2019, 428/2019/E/eel e 429/2019/E/eel, “Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Mele Claudio nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità T0715911” e “Decisione del reclamo presentato da Lucon S.r.l. nei confronti di e-distribuzione

S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità T0717186”, l’Autorità ha accertato che il gestore di rete, nell’emissione del preventivo di connessione, non ha elaborato la soluzione tecnica minima prevista dall’art. 1, comma 1, lettera jj), dell’allegato A alla delibera 13 luglio 2008, ARG/elt 99/08, Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (Testo integrato delle connessioni attive – TICA), in quanto si era basato su un’errata valutazione dello stato di saturazione virtuale della rete, come emerso dall’analisi della documentazione agli atti, acquisita in contraddittorio con il gestore, in occasione della verifica ispettiva effettuata dall’Autorità ai sensi della delibera 24 marzo 2017, 174/2017/E/eel. È risultato, infatti, che alcune pratiche di connessione, al momento dell’emissione del preventivo, dovevano essere annullate, dal momento che i richiedenti non avevano trasmesso al gestore la dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà recante un aggiornamento dello stato di avanzamento dell’iter per la connessione, ai sensi dell’art. 31, comma 2, del TICA. Inoltre, doveva essere annullata un’altra pratica, poiché il gestore non aveva sollecitato al richiedente, come previsto dall’art. 31, comma 3, del TICA, la dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà recante un aggiornamento dello stato di avanzamento dell’iter per la connessione, non ricevuta entro il termine previsto. Infine, altre pratiche dovevano essere annullate, ai sensi dell’art. 7, comma 2, del TICA, in quanto i richiedenti non risultavano aver mai accettato il preventivo di connessione.

Con le delibere 5 novembre 2019, 446/2019/E/eel e 447/2019/E/eel, “Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Mele Claudio nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 71875085” e “Decisione del reclamo presentato da Eurogreen S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 71874043”, l’Autorità ha accertato che il gestore di rete, nell’elaborare la soluzione tecnica minima contenuta nel preventivo di connessione alla rete di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, ha correttamente tenuto conto della capacità di rete prenotata da un’altra pratica di connessione. Infatti, tale pratica, nonostante sia stata successivamente annullata dal gestore, al momento dell’elaborazione del preventivo era ancora valida, in quanto non erano ancora decorsi i tempi – indicati dall’art. 9, commi 3 e 5, del TICA – per il suo annullamento a seguito di mancato invio al gestore, da parte del richiedente, della dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, attestante l’avvenuta presentazione della richiesta di avvio del procedimento autorizzativo entro 30 giorni lavorativi dal ricevimento del sollecito del gestore. Si può, quindi, affermare che la soluzione tecnica indicata dal gestore nel preventivo di connessione era al cosiddetto minimo tecnico e, di conseguenza, il reclamante non ha diritto ad alcun indennizzo automatico, ai sensi degli artt. 14 e 40 del TICA.

Con la delibera 12 novembre 2019, 455/2019/E/eel, “Decisione del reclamo presentato da Energyka S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione 138911402”, l’Autorità ha chiarito che l’art. 7, comma 8-ter, del TICA consente espressamente al richiedente la connessione di presentare due richieste di modifica del preventivo, anche nell’ambito di una sola istanza e indipendentemente dal tipo di modifica richiesta. Pertanto, il gestore non opera correttamente quando rigetta una richiesta di modifica del preventivo, effettuata dal richiedente ai sensi dell’art. 7, comma 5, del TICA, ritenendola una nuova domanda di connessione, solo perché contiene un’istanza di delocalizzazione dell’impianto di produzione e, contestualmente, l’indicazione di un differente punto di inserimento sulla rete esistente. L’Autorità ha, invece, verificato – mediante la richiesta di documentazione correlata a una verifica ispettiva effettuata in contraddittorio con il gestore – che, alla data in cui il reclamante ha richiesto la modifica del preventivo, il trasformatore interessato alla connessione risultava effettivamente in condizioni di saturazione. Pertanto, la motivazione dello stato di saturazione della rete, dedotta dal gestore per rifiutare la richiesta di modifica del preventivo, risulta correttamente formulata.

Connessione a reti di distribuzione

Con la delibera 15 gennaio 2019, 3/2019/E/eel, "Esecuzione della sentenza del TAR Lombardia, sezione II, 1889/2018, relativa alla deliberazione dell'Autorità 258/2017/E/eel", l'Autorità ha rilevato, in primo luogo, che, per realizzare l'impianto fotovoltaico di cui è titolare, il richiedente può avvalersi della Procedura abilitativa semplificata (PAS), prevista dall'art. 6 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, in cui un'unica amministrazione responsabile è incaricata di valutare eventuali elementi di contrarietà ai lavori e di acquisire gli atti di assenso di competenza di altre amministrazioni, non allegati alla dichiarazione inviata dal produttore. Pertanto, l'Autorità ha chiarito che, se il Comune non interviene, decorso il termine di 30 giorni dalla presentazione della dichiarazione di PAS, l'attività di costruzione dell'impianto di produzione e delle opere di connessione deve ritenersi assentita. Assumendo come astrattamente applicabile alla fattispecie in esame l'autorizzazione regionale prevista dall'art. 108 del regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775, essa rientrerebbe tra gli atti di assenso dei quali l'amministrazione comunale è chiamata a valutare la necessità di acquisizione ai fini della conclusione della PAS con esito positivo. Tuttavia, pur a fronte dell'astratta applicabilità della citata disposizione alla fattispecie in commento – verifica richiesta dalla sentenza del TAR Lombardia n. 1889/2018 – l'Autorità, in virtù del riparto delle competenze stabilito dal legislatore e delle esigenze di certezza e affidamento degli operatori, non può che prendere atto delle determinazioni del Comune territorialmente competente sulla non necessità di munirsi del titolo (non avendo esercitato a tale fine i propri poteri istruttori e adottato qualsiasi atto di inibizione dell'intervento indicato nella dichiarazione di PAS dal richiedente) e ritenere, quindi, assentita la realizzazione del suddetto intervento ai sensi dell'art. 6, comma 4, del decreto legislativo n. 28/2011, difettando, peraltro, l'adozione in autotutela, da parte dell'ente competente, di qualsiasi provvedimento di ritiro del titolo edilizio assentito, i cui effetti giuridici si sono pertanto consolidati, dal momento che esso non è stato impugnato nella competente sede giurisdizionale. Dovendosi, quindi, ritenere assentito dall'ente territoriale competente (Comune) l'intervento dichiarato dal reclamante, il gestore è tenuto a dare avvio ai lavori di realizzazione dell'impianto di rete funzionale alla connessione dell'impianto.

Con la delibera 29 gennaio 2019, 25/2019/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Elektra Energy Project S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alle pratiche di connessione con codici di rintracciabilità 89399667 e 164457311", l'Autorità ha precisato che l'art. 7, comma 3, del TICA prevede che il gestore di rete, a seguito di una richiesta di connessione, esegua una verifica tecnica finalizzata a valutare l'impatto sulla rete della potenza in immissione richiesta e trasmetta al richiedente un preventivo per la connessione recante, tra l'altro, *"la planimetria idonea all'individuazione dell'intero tracciato dell'impianto di rete per la connessione"*. Tali elementi sono funzionali a elaborare una soluzione tecnica di connessione che consenta di immettere tutta la potenza per cui viene presentata la richiesta e a rendere il richiedente edotto della soluzione di connessione individuata e di tutti i relativi lavori, determinando, altresì, con certezza il punto dove verrà effettuata la connessione. Ne deriva che un preventivo recante un valore di potenza in immissione diverso da quello richiesto e/o una planimetria illustrante una soluzione di connessione del tutto differente da quella descritta nel preventivo, frustrando le predette esigenze, non sono conformi all'art. 7 del TICA. Qualora, a fronte di un'immediata richiesta di chiarimenti e di correzione di incongruenze, il gestore non ponga in essere le conseguenti azioni correttive – emettendo un preventivo corrispondente alle istanze del richiedente – onde recuperare il rispetto delle prescrizioni dell'art. 7 del TICA e in ossequio agli obblighi di diligenza professionale e di buona fede, risulta plausibile e, dunque, meritevole di tutela il fatto che il richiedente deduca di aver accettato il preventivo stesso al fine di evitarne la decadenza (e, quindi, il conseguente pregiudizio). In tali casi risulta, altresì, giustificato il mancato avvio, da parte del richiedente, dell'iter autorizzativo di cui all'art. 9, comma 1, del TICA, considerato che le difformità, come

quelle in analisi, determinano ampi margini di incertezza circa il progetto che dovrebbe essere realizzato (oltre al fatto che non era stato fornito il valore di potenza in immissione richiesto) ai fini della connessione.

Con la delibera 5 febbraio 2019, 37/2019/E/eel, "Decisione del reclamo presentato dalla Ditta individuale Guarini Erminio nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione identificata con codice di rintracciabilità T0684436", l'Autorità ha chiarito che, qualora il richiedente formuli una richiesta di modifica del preventivo, chiedendo lo spostamento dell'impianto di produzione, il gestore non motiva adeguatamente il rigetto della domanda solo affermando che tale spostamento comporta anche una modifica della soluzione tecnica per la connessione già fornita con il primo preventivo. In linea con un proprio consolidato indirizzo interpretativo, l'Autorità ha osservato che ogni modifica del preventivo di connessione, che implichi lo spostamento del relativo impianto di produzione, comporta, di per sé e necessariamente, anche il cambiamento della soluzione tecnica di connessione. Di conseguenza, la motivazione risulta priva di qualsiasi riferimento a circostanze e dati di fatto, di carattere tecnico-impiantistico, o a ragioni giuridico-normative, tali da giustificare la mancata emissione di un nuovo preventivo di connessione. Inoltre, l'Autorità ha rilevato che il gestore non può utilizzare come criterio di valutazione della nuova soluzione di connessione, contenuta nella richiesta di modifica del preventivo, la necessità di mantenere inalterato il punto di connessione dell'impianto alla rete indicato nel primo preventivo (vincolo della c.d. invarianza del "tronco di linea"); tale vincolo non può essere addotto come causa ostativa alla richiesta di modifica del preventivo. Al riguardo, l'Autorità ha precisato che, senza il suddetto vincolo, la nuova soluzione tecnica non avrebbe comportato un maggiore sviluppo della rete da realizzare rispetto alla soluzione tecnica iniziale, bensì una riduzione della lunghezza del nuovo elettrodotto da realizzare, riducendo così anche gli oneri di realizzazione e di gestione delle opere di rete.

Con la delibera 12 febbraio 2019, 42/2019/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Elektra Energy Project S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 70574027", l'Autorità ha stabilito che – qualora il richiedente la connessione, ai sensi dell'art. 9, commi 8 e 9, del TICA, faccia istanza di curare tutti gli adempimenti connessi all'iter autorizzativo (anche) per la connessione dell'impianto di rete e decida anche di redigere il progetto dell'impianto di rete (e degli eventuali interventi sulla rete esistente) – nella "documentazione necessaria" da presentare all'ente competente, entro il termine di 60 giorni lavorativi dalla data di accettazione del preventivo, rientra anche il progetto dell'impianto di rete validato dal gestore. La *ratio* della suddetta disciplina risiede nel fatto che la validazione del progetto dell'impianto di rete da parte del gestore rappresenta un requisito fondamentale, in quanto riguarda non la realizzazione dell'impianto di produzione, destinato a rimanere nella titolarità e nella piena disponibilità del produttore da fonte rinnovabile, bensì le opere di rete, come tali destinate, invece, a essere acquisite dal gestore e a entrare a far parte del suo asset. Pertanto, l'avvio del procedimento autorizzativo in carenza di un documento necessario (come, per esempio, il progetto validato dal gestore), anche se azionato entro il termine di 60 giorni lavorativi dalla data di accettazione del preventivo, non può dirsi correttamente posto in essere secondo le prescrizioni del TICA.

Con la delibera 26 febbraio 2019, 63/2019/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da J&G S.r.l. e Eca Technology S.p.A. nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 125901214", l'Autorità ha chiarito che il richiedente, qualora accetti il secondo preventivo – in cui è indicata proprio la soluzione tecnica di connessione che aveva richiesto – senza riserve e alcuna contestazione, non può contestare al gestore il ritardo nella realizzazione della connessione, adducendo la mancata applicazione della soluzione tecnica indicata in una "variante esecutiva", oggetto di una ipotetica discussione preliminare tra produttore e tecnici del gestore, quando né la richiesta di emissione del secondo preventivo, né la sua succes-

siva accettazione contengono riferimenti ai contenuti di tale variante. Infatti, non può essere messa in dubbio la vincolatività del secondo preventivo accettato, atteso che la natura professionale dell'operatore induce a ritenere che, al momento della sottoscrizione dell'accordo, il richiedente fosse consapevole della portata degli impegni espressamente assunti⁹ e quindi, nella fattispecie in esame, del prevedibile prolungamento della tempistica di realizzazione ed entrata in esercizio dell'impianto, per la necessità di sottoporre il progetto all'esame delle amministrazioni competenti. Pertanto, in tale caso, il richiedente non ha diritto ad alcun indennizzo automatico ex art. 14, comma 2, del TICA.

Con la delibera 16 aprile 2019, 141/2019/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Alternative S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alle pratiche di connessione con codici di rintracciabilità T0006390, T0481277, T0060434 e T0134155", l'Autorità ha stabilito che, ai sensi dell'art. 8, comma 5, del TICA, per la determinazione della reale tempistica di realizzazione della connessione, non si deve tenere conto dell'intervallo di tempo necessario alla gestione dell'iter autorizzativo. Conseguentemente, la tempistica di realizzazione di una connessione è determinata come l'intervallo di tempo compreso tra la data di invio al gestore della copia del nullaosta rilasciato dal competente ente pubblico (nel caso, un Comune) e relativo alla realizzazione di un cavidotto interrato per la connessione di un impianto fotovoltaico – che individua il termine della sospensiva relativa alla gestione dell'iter autorizzativo – e la data in cui il gestore ha inviato al reclamante la comunicazione di completamento della connessione. Qualora l'attivazione della connessione avvenga oltre il termine previsto dall'art. 10, comma 8, del TICA – decorrente dalla data di ricevimento, da parte del gestore, della comunicazione di ultimazione dei lavori di realizzazione dell'impianto di produzione –, spetta al richiedente il relativo indennizzo automatico, previsto dall'art. 14, comma 3, del TICA. L'Autorità ha ritenuto, inoltre, che non possono essere riconosciuti al richiedente la connessione gli indennizzi economici per la perdita e/o la riduzione degli incentivi per la produzione da fonti rinnovabili, previsti dall'art. 18 della delibera 20 ottobre 2010, ARG/elt 181/10, non essendo tale articolo più in vigore a seguito della sentenza del TAR Lombardia, sez. III, n. 1749/2012 (successivamente confermata dalla sentenza del Consiglio di Stato, sez. VI, n. 6126/2019).

Con la delibera 7 maggio 2019, 167/2019/E/eel, "Decisione del reclamo presentato dal sig. Federico Maccarone nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 91454345", l'Autorità ha osservato che, in virtù del combinato disposto degli artt. 9, comma 6, e 10, comma 4, del TICA, sono posti in capo al gestore obblighi temporali per chiedere agli enti interessati l'avvio dell'iter autorizzativo (per realizzare la connessione) e obblighi informativi nei confronti del richiedente in relazione all'aggiornamento dello stato di avanzamento di detto iter. Il gestore non ha la possibilità di influire sulle tempistiche richieste dagli enti interessati dall'iter autorizzativo per il rilascio dei titoli di competenza, trattandosi di procedure rientranti nella competenza di enti pubblici, le cui tempistiche, dunque, non sono nella disponibilità del gestore (c.d. *factum principis*). Quest'ultimo deve, invece, riconoscere al richiedente l'indennizzo automatico in caso di ritardo nell'avvio dell'iter autorizzativo.

Con la delibera 30 luglio 2019, 329/2019/E/eel, "Decisione in esito al procedimento di riesame della deliberazione dell'Autorità 167/2019/E/eel, relativa al reclamo presentato dal Sig. Federico Maccarone nei confronti di e-distribuzione S.p.A.", l'Autorità – rilevato che, ai sensi dell'art. 7, comma 6, del TICA, il richiedente che intende accettare il preventivo deve inviare al gestore di rete una comunicazione di accettazione corredata di tutta la documentazione necessaria ai fini dell'avvio dell'iter di autorizzazione da parte del gestore stesso – ha chiarito

⁹ Cfr., *ex multis*, TAR Lombardia, Milano, sez. II, sentenze 1° giugno 2018, n. 1404 e 17 maggio 2017, n. 1114.

che, qualora il gestore abbia comunicato tempestivamente al richiedente di non poter prendere in carico l'accettazione del preventivo a causa dell'incompletezza della documentazione ricevuta, il termine per la presentazione dell'avvio dell'iter autorizzativo decorre dal momento in cui il richiedente fornisce al gestore la documentazione integrativa necessaria. L'Autorità ha, inoltre, precisato, come già fatto nella delibera 167/2019/E/eel, che, in virtù del generale quadro normativo in materia di autorizzazioni amministrative, il gestore non ha la possibilità di intervenire sulle tempistiche necessarie agli enti pubblici interessati dall'iter autorizzativo per il rilascio dei titoli di competenza, trattandosi – appunto – di procedure rientranti nella competenza di enti pubblici (c.d. *factum principis*).

Con la delibera 8 ottobre 2019, 403/2019/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Energica S.r.l. – Società di Ingegneria nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 194080223", l'Autorità ha stabilito che, dal tenore letterale dell'art. 10, comma 8, del TICA, risulta che l'attivazione della connessione può essere effettuata solo dopo che siano stati attivati sul sistema di gestione delle anagrafiche uniche degli impianti di produzione e delle relative unità (GAUDÌ) gli stati di "UP abilitata ai fini dell'attivazione e dell'esercizio" e "Impianto abilitato ai fini dell'attivazione e dell'esercizio", che si attivano solo a conclusione delle attività di cui all'art. 10, commi 6-*bis*, 7 e 9, del TICA. Pertanto, lo stato di "esercibilità" dell'impianto può giuridicamente prodursi, tramite il suddetto aggiornamento nel sistema GAUDÌ, solo a conclusione delle predette attività. Inoltre, risulta espressamente dall'univoco tenore letterale dell'art. 10, comma 10, del TICA, che lo stato dell'UP e del relativo impianto possono essere aggiornati in GAUDÌ – nei termini sopra riportati – solo a seguito della conclusione delle attività preliminari e prodromiche, disciplinate, tra l'altro, dai commi 6-*bis*, 7 e 9 dell'art. 10 del TICA; quindi, lo stato di "esercibilità" dell'impianto può giuridicamente prodursi – tramite il suddetto aggiornamento in GAUDÌ – solo in una data successiva alla conclusione delle predette attività. L'Autorità ha, inoltre, chiarito che il rispetto del termine di 10 giorni – previsto dall'art. 10, comma 8, del TICA, per l'attivazione della connessione – va valutato in relazione alla data in cui si è perfezionata la fattispecie costitutiva dello stato giuridico di "esercibilità", ai sensi dell'art. 10, comma 10, del TICA. Pertanto, qualora il gestore attivi la connessione entro 10 giorni lavorativi successivi all'aggiornamento in GAUDÌ dello stato dell'UP e del relativo impianto, nessuna rilevanza assume – ai fini dell'imputazione di ritardi e dell'erogazione dei conseguenti indennizzi automatici da parte del gestore – l'indicazione in GAUDÌ di una data di "esercibilità" dell'impianto "automaticamente individuata dal sistema" diversa da quella rilevante in base alla regolazione. Ciò in virtù del carattere strumentale e servente del portale informatico GAUDÌ rispetto allo scambio dei flussi informativi necessari alla gestione dell'iter di connessione, stabiliti dalla regolazione.

Servizio di misura

Con la delibera 10 settembre 2019, 367/2019/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Exergia S.p.A. nei confronti di e-distribuzione S.p.A.", l'Autorità ha chiarito che l'art. 4, comma 3, del TIV 2015¹⁰, *ratione temporis* applicabile, stabilisce che i punti di prelievo di clienti finali (non aventi diritto al servizio di maggior tutela), che si trovano senza un fornitore sul mercato libero, siano assegnati dall'impresa distributrice al contratto di dispacciamento dell'esercente il servizio di salvaguardia. Quest'ultimo diviene perciò "fornitore" dell'energia elettrica prelevata (anche irregolarmente) dai punti di prelievo così inseriti nel proprio contratto di dispacciamento e, dunque, è anche il soggetto obbligato al pagamento degli oneri di trasporto e dispacciamento a valere su detta

¹⁰ Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, allegato A alla delibera 19 luglio 2012, 301/2012/R/eel.

energia. L'Autorità ha precisato, altresì, che la *ratio* della previsione contenuta nel successivo comma 4 dell'art. 3 – che impone all'impresa distributrice di dare tempestiva comunicazione della suddetta assegnazione all'esercente la salvaguardia (per consentirgli di svolgere il ruolo di fornitore di ultima istanza), corredata degli elementi anagrafici identificativi del cliente finale titolare del punto di prelievo – risiede nell'esigenza che l'esercente la salvaguardia sia messo in condizione di poter svolgere il proprio ruolo di fornitore di ultima istanza: quindi, oltre a dover onorare le fatture di trasporto e dispacciamento emesse a suo carico dall'impresa distributrice, deve anche poter emettere, a sua volta, una fattura per la fornitura di energia elettrica a carico del soggetto responsabile dei prelievi dalla rete. Qualora la citata comunicazione ex art. 4, comma 4, del TIV 2015, non sia trasmessa nei formati prescritti o sia carente dei prescritti elementi informativi, o questi siano erronei e non siano comunque recuperabili nelle fatture di trasporto emesse dal gestore, l'esercente non può correttamente fatturare – nei confronti di un cliente finale rimasto non identificato – l'energia prelevata dalla rete né, quindi, gli oneri di trasporto versati al gestore. È, pertanto, fondata in tali casi la richiesta dell'esercente la salvaguardia di ripetere gli oneri di trasporto corrisposti all'impresa distributrice, a seguito dell'inserimento di punti di prelievo nel proprio contratto di dispacciamento.

Con la delibera 3 dicembre 2019, 498/2019/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Fontel S.p.A. nei confronti di e-distribuzione S.p.A.", l'Autorità ha rilevato che l'impresa distributrice deve garantire la corretta installazione e manutenzione degli apparecchi di misura e il corretto valore delle misure messe a disposizione degli aventi diritto; pertanto, costituisce inadempimento ai suddetti obblighi l'applicazione di una errata costante di lettura K ai prelievi rilevati dal misuratore. Tuttavia, siffatto errore non inficia, sotto il profilo regolatorio, la correttezza della ricostruzione dei consumi derivante dalla giusta applicazione della costante di lettura; ciò in quanto l'errore non è dipeso dal malfunzionamento del misuratore, bensì da un'errata moltiplicazione delle letture da parte del sistema informatico del gestore. Tale errore ha comportato una mera attività di ricalcolo dei consumi realmente prelevati dal misuratore, riflettendo così il carattere sinallagmatico delle obbligazioni contrattuali in atto. L'Autorità ha precisato, inoltre, che i soggetti aventi diritto alla prescrizione biennale per i consumi energetici sono individuati esclusivamente dall'art. 1, comma 4, della legge 27 dicembre 2017, n. 205 e che la disciplina prevista dalla delibera 11 aprile 2018, 264/2018/R/com opera anche in presenza di un cliente finale connesso in media tensione.

Third Party Access (TPA)

Con la delibera 14 maggio 2019, 181/2019/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da EEMS Italia S.p.A. nei confronti di Areti S.p.A.", l'Autorità ha chiarito che, ai fini della valutazione di un reclamo, non è tenuta a considerare solamente i riferimenti giuridici indicati dalle parti, potendo, invece, utilizzare, nella ricostruzione del quadro giuridico rilevante per la decisione finale, anche parametri normativo-regolatori diversi e/o ulteriori rispetto a quelli prospettati dai contendenti. Pertanto, ai fini della verifica della completa e corretta applicazione del quadro regolatorio alla concreta fattispecie dedotta – nella specie concernente la legittimità del rifiuto opposto dal gestore a stipulare un contratto di trasporto –, l'Autorità può procedere d'ufficio alla verifica della ricorrenza dei requisiti necessari e preliminari alla conclusione di un contratto di trasporto, anche se non indicati dalle parti. In particolare, l'operatore che non abbia formalizzato alcun rapporto, diretto o indiretto, con almeno un cliente finale (o altro soggetto di cui all'art. 4, comma 1 della delibera 9 giugno 2006, 111/06), non ha titolo per concludere il contratto di trasporto con l'impresa distributrice.

Unbundling

Con la delibera 19 dicembre 2019, 552/2019/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Esperia S.p.A. nei confronti di e-distribuzione S.p.A.", l'Autorità ha chiarito che, in sede di reclamo, sussiste la necessità di provare le violazioni della regolazione in materia di *unbundling* funzionale mosse al gestore, per cui, qualora si lamenti l'ingerenza di figure dirigenziali di un gruppo societario verticalmente integrato nella gestione della risoluzione di un contratto di trasporto – posta in essere da un'impresa distributrice afferente a detto gruppo –, devono emergere in sede istruttoria evidenze probatorie che dimostrino l'asserita ingerenza.

Settore del gas

Con riferimento al settore del gas, le decisioni adottate dall'Autorità in merito ai reclami presentati dai soggetti regolati hanno riguardato principalmente le tematiche che seguono.

Distribuzione

Con la delibera 23 ottobre 2019, 417/2019/E/gas, "Decisione del reclamo presentato da Cast Energie S.r.l. nei confronti di Melfi Reti Gas S.r.l.", l'Autorità ha chiarito che, qualora il distributore non provveda a eseguire l'intervento di chiusura del punto di riconsegna (PdR) per sospensione della fornitura per morosità del cliente finale richiesto dal venditore – e/o a comunicare allo stesso il relativo esito positivo o negativo – nei termini indicati dall'art. 6, commi 2 e 3, dell'allegato alla delibera 21 luglio 2011, ARG/gas 99/11 (Testo integrato morosità gas – TIMG), spetta al venditore l'indennizzo automatico, previsto dall'art. 13-ter, comma 2, lettera c), del TIMG.

Servizio di misura

Con la delibera 1° ottobre 2019, 400/2019/E/gas, "Decisione del reclamo presentato da Goldenergy S.r.l. nei confronti di Nuceria Distribuzione Gas S.r.l.", l'Autorità ha chiarito che la delibera 19 marzo 2015, 117/2015/R/gas prevede la possibilità – per l'utente della distribuzione cui il cliente finale presenti un reclamo scritto o una richiesta scritta di rettifica di fatturazione in relazione alla lettura di *switching* – di esigere sempre dall'impresa di distribuzione la messa a disposizione e l'ulteriore verifica dei dati tecnici necessari alla valutazione del reclamo stesso ai sensi dell'allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com (Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale – TIQV *pro tempore* vigente). L'art. 51, comma 5, dell'allegato A alla delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas (Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 – RQDG *ratione temporis* vigente), prevede, inoltre, che i dati tecnici messi a disposizione dal distributore debbano essere completi e pertinenti rispetto alla richiesta del venditore. Pertanto, qualora l'utente della distribuzione chieda all'impresa distributrice la rettifica della lettura di *switching* per rispondere a un reclamo scritto ricevuto dal cliente finale in relazione a una lettura di *switching* precedentemente comunicata, l'impresa distributrice deve mettere a disposizione tutti i dati tecnici richiesti e, quindi, la lettura di rettifica riferita alla data di sostituzione (*switching*), non essendo sufficiente mettere a disposizione la sola lettura di verifica.

Questioni procedurali

Con la già menzionata delibera 15 gennaio 2019, 3/2019/E/eel, di esecuzione della sentenza del TAR Lombardia, sez. II, n. 1889/2018, relativa alla delibera dell'Autorità 20 aprile 2017, 258/2017/E/eel, l'Autorità ha chiarito che nella Procedura abilitativa semplificata (PAS) – prevista dall'art. 6 del decreto legislativo n. 28/2011 per la realizzazione di impianti fotovoltaici – vi è un'unica amministrazione responsabile incaricata di valutare eventuali elementi di contrarietà ai lavori e di acquisire gli atti di assenso di competenza di altre amministrazioni, non allegati alla dichiarazione inviata dal produttore. Pertanto, se detta amministrazione (nella fattispecie, il Comune) non interviene nel termine legale di 30 giorni dalla presentazione della dichiarazione di PAS, né successivamente in sede di autotutela, né, infine, tale inerzia è censurata in sede giurisdizionale, l'Autorità – in virtù del riparto delle competenze stabilito dal legislatore e delle esigenze di certezza e affidamento degli operatori – non può che prendere atto degli effetti giuridici derivanti dall'operato del Comune territorialmente competente, nel frattempo consolidatisi.

Con la delibera 16 aprile 2019, 141/2019/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Alternative S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alle pratiche di connessione con codici di rintracciabilità T0006390, T0481277, T0060434 e T0134155", l'Autorità ha argomentato che non è fondata l'eccezione di inammissibilità, sollevata dal gestore, in relazione alla presentazione di un unico reclamo da parte di "soggetti giuridici differenti" e in merito a "contestazioni non del tutto identiche", allorché agli atti del procedimento risulti acquisita la delega con la quale altri soggetti abbiano attribuito al reclamante il potere di rappresentanza ai fini del reclamo, considerato, anche, che le rispettive analoghe istanze di tutela sono originate dalla medesima causa/problematica tecnica. È stato, inoltre, illustrato che, qualora un nuovo reclamo presenti i medesimi elementi identificativi – ossia identità di parti, *petitum* e *causa petendi* – di un precedente reclamo sul quale l'Autorità si sia già espressa con relativa decisione, il nuovo reclamo è inammissibile e deve essere archiviato in virtù del principio generale del cosiddetto *ne bis in idem* (cfr., *ex multis*, Consiglio di Stato, sez. IV, n. 910/2019).

Con la delibera 14 maggio 2019, 181/2019/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da EEMS Italia S.p.A. nei confronti di Areti S.p.A.", l'Autorità ha stabilito che non è fondata l'eccezione di inammissibilità di un reclamo azionato in sede giustiziale per mancato rispetto dell'obbligo a contrarre (nel caso, il contratto di trasporto), in quanto tale tematica rientrerebbe nell'ambito dell'azione di cui all'art. 2932 del codice civile, rubricato "Esecuzione specifica dell'obbligo di concludere un contratto". Infatti, la funzione giustiziale attribuita all'Autorità per la decisione dei reclami presentati contro un gestore di rete non è incompatibile con la funzione giurisdizionale, dal momento che l'ordinamento appronta i due rimedi come distinti e alternativi e l'utente che opera nei settori dell'energia può indifferentemente ricorrere all'uno o all'altro, con l'unico limite di non sovrapporli (art. 3, comma 9 dell'allegato A alla delibera 188/2012/E/com).

Con le già ricordate delibere 12 novembre 2019, 455/2019/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Energyka S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione 138911402", e 5 novembre 2019, 447/2019/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Eurogreen S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.A.", e 446/2019/E/eel, "Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Mele Claudio nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 71875085", l'Autorità ha affermato il principio che non rientra nella propria sfera di attribuzione/competenza giustiziale prescrivere al

gestore di consentire l'accesso agli atti, ai sensi della legge n. 241/1990, a favore del reclamante, il quale potrà fare valere l'istanza, ove non soddisfatta, nella competente sede giurisdizionale.

Con la delibera 3 dicembre 2019, 498/2019/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Fontel S.p.A. nei confronti di e-distribuzione S.p.A.", l'Autorità ha chiarito che l'art. 3, comma 9, dell'allegato A alla delibera 188/2012/E/com mira a evitare che l'autorità giudiziaria e ARERA, nell'esercizio delle rispettive funzioni, si pronuncino sulla medesima fattispecie controversa. Tuttavia, in base al principio generale espresso dall'art. 2909 del codice civile, affinché ricorra la sovrapposizione tra tutela giudiziaria e tutela giustiziale occorre che vi sia anche coincidenza tra parti del procedimento giurisdizionale e parti della procedura giustiziale, anche se non è necessario che i litiganti assumano la medesima posizione in entrambe le sedi.

Con la delibera 19 dicembre 2019, 552/2019/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Esperia S.p.A. nei confronti di e-distribuzione S.p.A.", l'Autorità ha chiarito, in primo luogo, che non sono riproponibili, in sede di prosecuzione della trattazione del reclamo disposta a seguito di provvedimento dell'autorità giudiziaria, eccezioni attinenti alla presunta assenza di *petitum* sostanziale nel reclamo o nel cosiddetto pre-reclamo, già dedotte nella fase iniziale del procedimento e in sede giurisdizionale e non ivi censurate. Il procedimento di trattazione di un reclamo presentato da un operatore prosegue nei confronti del soggetto subentrato nel diritto controverso, fatto valere dall'originario reclamante, se il soggetto subentrante risulta qualificabile come operatore in base al relativo oggetto sociale. L'art. 3, comma 9, dell'allegato A alla delibera 188/2012/E/com impone l'archiviazione del reclamo se il procedimento avviato su istanza di parte (in sede giustiziale) e quello avviato d'ufficio (in sede sanzionatoria) attengono a questioni esattamente coincidenti, cioè fondate sugli stessi fatti dai quali potrebbe emergere l'eventuale violazione della medesima normativa regolatoria da parte del medesimo gestore di infrastruttura.

Contenzioso

L'analisi degli esiti del contenzioso dell'anno 2019 (gennaio-dicembre 2019) consente di valutare gli effetti del sindacato giurisdizionale sugli atti di regolazione dell'Autorità nei settori di propria competenza, sia con riguardo ai profili sostanziali, sia con riguardo a quelli procedurali.

Per i dati relativi ai procedimenti giurisdizionali incardinati presso il Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia (TAR Lombardia), sede di Milano, e presso il Consiglio di Stato, nel periodo compreso tra il 1997 e il 2019, si rinvia alle tavole 10.17 e 10.18, mentre per il dato relativo alla stabilità dell'azione amministrativa si rinvia alla tavola 10.19, dalla quale si può evincere, in termini statistici, l'indicazione sulla resistenza dei provvedimenti dell'Autorità al vaglio del sindacato giurisdizionale.

TAV. 10.17 *Esiti del contenzioso dal 1997 al 2019*

	RIGETTO	ACCOGLIMENTO	ACCOGLIMENTO PARZIALE
Decisioni del TAR			
– su istanza di sospensiva	469	295	56
– di merito	1.343	333	292
Decisioni del Consiglio di Stato			
– su appelli dell’Autorità	223	190	38
– su appelli della controparte	240	45	44

Fonte: ARERA.

TAV. 10.18 *Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2019*

ANNO	N. RICORSI (A)	SOSPENSIVA			MERITO			APPELLO AUTORITÀ			APPELLO CONTROPARTE		
		Accolti	Accolti in parte	Respinti	Accolti	Accolti in parte	Respinti (B)	Accolti	Accolti in parte	Respinti (B)	Accolti	Accolti in parte	Respinti (B)
1997	13	-	2	7	-	1	6	3	-	1	-	-	5
1998	25	-	4	11	3	4	9	-	-	1	2	-	1
1999	66	-	-	24	-	4	25	-	-	-	-	-	10
2000	51	2	-	23	16	-	18	10	3	1	1	-	8
2001	81	2	-	16	30	3	32	5	1	17	4	5	5
2002	87	13	5	6	31	10	37	2	-	9	3	2	3
2003	49	5	1	24	2	6	38	2	-	1	-	-	2
2004	144	11	2	45	27	58	48	15	6	40	4	1	9
2005	172	3	31	24	45	7	93	5	2	12	3	-	9
2006	255	48	-	88	5	4	10	20	-	3	-	-	2
2007	140	2	-	18	2	17	28	20	-	36	-	-	-
2008	131	2	-	5	11	17	74	21	-	7	2	-	17
2009	116	1	6	3	18	58	128	2	18	12	2	18	10
2010	204	3	-	3	13	17	48	10	1	6	-	4	13
2011	127	85	4	11	10	16	56	12	1	8	3	2	23
2012	176	10	-	53	23	18	81	13	4	24	5	4	24
2013	206	7	-	9	21	5	45	5	-	1	1	2	8
2014	169	5	-	15	14	18	70	5	1	2	-	-	15
2015	125	14	-	27	3	5	75	2	-	4	1	3	7
2016	199	2	1	14	18	9	101	5	-	19	3	-	9
2017	180	36	-	15	9	6	91	16	-	4	1	-	9
2018	83	42	-	23	19	1	89	11	1	8	5	2	23
2019	62	2	-	5	13	8	141	6	-	7	5	1	28
TOTALE	2.861	295	56	469	333	292	1.343	190	38	223	45	44	240

(A) Il numero dei ricorsi viene ricostruito basandosi sui ricorsi incardinati nell’anno di riferimento, anche se eventualmente riferentisi a provvedimenti adottati l’anno precedente.

(B) Il numero dei provvedimenti definitivi include sentenze di merito e decreti di improcedibilità/estinzione/perenzione emessi nell’anno di riferimento.

Fonte: ARERA.

TAV. 10.19 Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2019 (dati disponibili al 31 dicembre 2019)

ANNO	N. DELIBERE EMESSE	N. DELIBERE IMPUGNATE (A)	% DELIBERE IMPUGNATE SUL TOTALE DELLE EMESSE	N. DELIBERE ANNULLATE (B)	% DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE IMPUGNATE	% DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE EMESSE	N. RICORSI (C)
1997	152	6	3,9	1	16,7	0,7	13
1998	168	11	6,5	2	18,2	1,2	25
1999	209	15	7,2	2	13,3	1,0	66
2000	250	16	6,4	5	31,3	2,0	51
2001	334	21	6,3	4	19,0	1,2	81
2002	234	27	11,5	14	51,9	6,0	87
2003	169	17	10,1	3	17,6	1,8	49
2004	254	34	13,4	9	26,5	3,5	144
2005	301	36	12,0	11	30,6	3,7	172
2006	332	40	12,0	14	35,0	4,2	255
2007	353	32	9,1	4	12,5	1,1	140
2008	482	56	11,6	12	21,4	2,5	131
2009	587	44	7,5	9	20,5	1,5	116
2010	656	53	8,1	14	26,4	0,0	204
2011	505	28	5,5	8	32,1	0,0	127
2012	589	64	10,9	8	12,5	0,0	176
2013	646	82	12,7	12	14,6	1,9	206
2014	677	82	12,1	3	3,7	0,4	169
2015	668	88	13,2	8	9,1	1,2	125
2016	823	91	11,1	3	3,3	0,4	199
2017	928	188	20,3	6	3,2	0,6	180
2018	715	109	15,2	5	4,6	0,7	83
2019	580	31	5,3	0	0,0	0,0	62
TOTALE	10.612	1.171	11,0	158	13,5	1,5	2.861

(A) Si intende il numero di delibere emesse nell'anno e impugnate nello stesso anno o in quello successivo con ricorso e motivi aggiunti.

(B) Si intende il numero di delibere annullate in tutto o in parte in via definitiva.

(C) Si intende il numero totale dei ricorsi pervenuti, inclusi anche quelli plurimi.

Fonte: ARERA.

Su un totale di 10.612 delibere approvate dall'Autorità sin dal suo avvio (aprile 1997-31 dicembre 2019), ne sono state impugnate 1.171, pari all'11%, e ne sono state annullate (con sentenza passata in giudicato), in tutto o in parte, 158, pari al 13,5% del totale delle delibere impugnate e all'1,5% di quelle adottate. In termini statistici, l'indice di resistenza delle delibere dell'Autorità al controllo giurisdizionale continua ad attestarsi attorno al 98,5%.

Nel 2019 è continuato il decremento del contenzioso già registrato nel 2018 in termini di numero di ricorsi: sono stati 62 nel 2019, a fronte di 83 nel 2018, 180 nel 2017 e 199 nel 2016. Nel 2019 si registra, rispetto al 2018, anche un notevole calo di delibere impugnate sul totale di quelle emesse: 31 delibere impugnate, pari al 5,3% del totale di quelle emesse nell'anno (580); nel 2018, invece, la percentuale di delibere impugnate era pari al 15,2% del totale delle emesse (715). La percentuale più alta di delibere impugnate resta comunque quella del 2017, con 928 impugnazioni, pari al 20,3% del totale delle delibere emesse in quell'anno.

Nel corso del 2019, il giudice amministrativo – cui sono devolute, in sede di giurisdizione esclusiva, le materie di competenza istituzionale dell’Autorità – si è pronunciato su alcune questioni di rilevante interesse per la regolazione tariffaria e dei mercati. Di seguito si riporta una sintesi, per settori di materia, delle decisioni di maggiore interesse del TAR Lombardia, sede di Milano, e del Consiglio di Stato.

Mercati all’ingrosso

L'immanenza del divieto di sbilanciamento volontario nel mercato dell'energia elettrica all'ingrosso è stata riconosciuta dal Consiglio di Stato con la sentenza n. 1586/2019, con la quale è stata dichiarata la legittimità della previsione dell'obbligo di diligenza nella programmazione di prelievi/immissioni (delibera 29 ottobre 2014, 525/2014/R/eel): *“deve osservarsi che laddove i programmi di immissione e prelievo siano previsti con la cautela e la diligenza esigibile da un operatore del settore, è ragionevole prevedere che gli interventi da effettuare a valle nel servizio di dispacciamento siano limitati, escludendosi oltretutto il rischio di un aggravio derivante dagli sbilanciamenti volontari nel senso del mercato. Anche sotto tale profilo, non appare pertanto irrazionale il prevedere un dovere di diligenza, prudenza, perizia e previdenza nel definire le stime relative ai programmi di immissione”*. Sempre in tema di violazione dell'obbligo di diligenza nella programmazione di immissione/prelievi, con riguardo agli sbilanciamenti effettivi del 2016, oggetto dei provvedimenti prescrittivi avviati con la delibera 24 giugno 2016, 342/2016/E/eel, con la sentenza n. 4422/2019 il Consiglio di Stato ha dichiarato la legittimità dell'intervento regolatorio: *“la violazione delle regole di condotta diligente in materia di programmazione dei prelievi ha infatti come conseguenza diretta la ‘lesione del diritto degli utenti’ alla formazione del prezzo dell’energia elettrica corrispondente al suo valore reale; il ‘soggetto esercente il servizio’ è locuzione che, nello specifico contesto dell’attività di dispacciamento, va riferita non solo al concessionario, ma anche agli utenti del servizio stesso, la cui cooperazione (con il gestore) è imprescindibile per il suo funzionamento; l’obbligo di corrispondere l’indennizzo’ ha portata esemplificativa e non tipizzante le misure prescrittive adottabili, riferendosi ai casi (diversi da quelli qui in esame, perché relativi alla regolazione sulla qualità) in cui si registrino violazione dei livelli generali o specifici dei servizi”*. In tal senso, si veda anche la sentenza n. 2045/2019 del Consiglio di Stato, che afferma: *“ogni scostamento della realtà rispetto alle previsioni, e in particolare ogni scostamento dal programma vincolante di immissione o di consumo genera un sovracosto, o sotto forma di spreco dell’energia non consumata, ovvero sotto forma di maggior prezzo che il gestore deve sostenere per procurarsi l’energia che gli manca per stabilizzare il sistema a causa della programmazione vincolante non rispettata. In termini di effetto economico finale, ciò si traduce in un aumento del c.d. corrispettivo uplift”*; *“si tratta all’evidenza di una violazione del regolamento, che come si è detto impone a ciascun operatore una programmazione diligente, e quindi di una violazione che l’Autorità può sanzionare, disponendo la restituzione di quanto indebitamente lucrato”*. Peraltro, con le ordinanze nn. 5361, 5362, 7123, 7126, 7548 e 7549 del 2019 il Consiglio di Stato ha disposto, in altri giudizi vertenti sulla medesima materia, una verifica in merito all’incidenza degli sbilanciamenti volontari sull’incremento dell’*uplift*. Sempre con riguardo ai provvedimenti prescrittivi avviati con la delibera 342/2016/R/eel, il TAR Lombardia ha confermato il proprio orientamento in merito alla legittimità di tali provvedimenti con le sentenze nn. 387, 388, 390, 392, 395, 396, 397, 398, 399, 400, 401, 403, 412, 414, 423, 466, 467, 578, 702, 760, 761, 775, 776, 819, 843, 844, 884, 980, 1062, 1073, 1182, 1183, 1312, 1416, 1479, 1481, 1522, 1692, 1721, 1722, 1723, 1899, 1902, 1903, 1904, 1906, 2262, 2264 e 2481 del 2019.

In materia di regolazione della remunerazione delle offerte accettate nell’ambito del mercato di bilanciamento in revoca di quelle accettate nel Mercato dei servizi di dispacciamento (MSD *ex ante*) (delibera 1° febbraio 2018,

44/2018/R/eel), si segnala la sentenza n. 1061/2019, con cui il TAR Lombardia si è pronunciato sull'effettiva latitudine e portata di scelte regolatorie ex se connotate da ampi margini di discrezionalità, e in relazione alle quali le ricorrenti non sono titolari di alcuna posizione differenziata e qualificata, dichiarando inammissibili i ricorsi, in quanto volti *"a sindacare, per difetto, il concreto dispiegarsi del potere di autotutela di ARERA (melior, il suo mancato esercizio in relazione ad altre operazioni compiute su MB e formate da altra previsione del Codice di rete), id est un campo di azione in cui l'amministrazione gode, per definizione, di ampia discrezionalità anche in ordine all'an, oltre che al quid, al quomodo e al quando"*.

In tema di bilanciamento di merito economico nel mercato del gas naturale, con la sentenza n. 3344/2019, il Consiglio di Stato ha confermato la legittimità della delibera 10 ottobre 2013, 446/2013/R/gas che regola l'attuazione della sessione *locational* (anche sessione G-1) del mercato del gas. In particolare, in merito all'obbligo gravante sugli *shipper* di bilanciare immissioni e prelievi in relazione alla loro posizione, in modo da minimizzare le azioni di bilanciamento del gestore del bilanciamento (Snam Rete Gas), la sentenza precisa che *"rappresenta non un obbligo imposto dall'esterno e in qualche modo artificioso, come sottintende la prospettazione delle ricorrenti appellanti, ma la traduzione in termini giuridici del comportamento economicamente razionale per lo shipper, che solo programmando in modo bilanciato il proprio utilizzo della rete minimizza il rischio di dover pagare corrispettivi aggiuntivi dovuti agli squilibri da lui generati, e lo riduce in ultima analisi ai soli casi di fortuito e di forza maggiore, che sono rischi in generale a carico di ogni imprenditore"*.

In merito alla disciplina del *settlement* gas dettata dalla delibera 5 ottobre 2017, 670/2017/R/gas, recante disposizioni in merito all'effettuazione delle sessioni di aggiustamento con riferimento agli anni a partire dal 2013, con la sentenza n. 2727/2019 il TAR Lombardia ha dichiarato legittimo l'intervento regolatorio, mettendo in evidenza che *"la vicenda all'attenzione del Collegio appare sintomatica della necessità di assicurare e preservare un potere di regolazione che possa rimediare ad eventuali distorsioni che si registrino in un determinato settore. Intervento che tutela non soltanto il generale e preminente equilibrio del sistema ma anche le situazioni soggettive concrete dei soggetti variamente coinvolti in tale mercato dovendosi rinvenire tra le funzioni della regolazione, come notato da autorevole dottrina, quella di assicurare parità delle armi tra tutti gli operanti di un mercato allestendo, eliminando o rivedendo regole giuridiche al fine di evitare situazioni inique rispetto alle attività svolte da taluna/e delle categorie di soggetti parte della complessa compagine del sistema e del mercato in esame"*.

Mercati retail

La giurisprudenza del TAR Lombardia è ritornata sulla legittimità dell'intervento regolatorio in merito alla riscossione degli oneri generali di sistema presso i clienti finali da parte dei venditori di energia elettrica, in particolare prendendo in esame la delibera 1° febbraio 2018, 50/2018/R/eel, che, da un lato, disciplina il meccanismo di riconoscimento a favore dei distributori degli oneri di sistema non riscossi e purtuttavia versati, sempre dalle imprese di distribuzione, alla Cassa per i servizi energetici e ambientali e al GSE, e, dall'altro, determina l'entità del credito dei distributori nei confronti di CSEA e le modalità di calcolo del credito stesso. La sentenza n. 1072/2019 ha precisato che la citata delibera non disciplina alcun aspetto dei rapporti tra distributori e venditori, atteso che non introduce alcuna disciplina innovativa con riferimento alla posizione dei venditori. Nello specifico, la sentenza ha evidenziato che *"la risoluzione del contratto di trasporto è prevista dal meccanismo di riconoscimento quale elemento presupposto, ma a ciò non si accompagna alcun intervento sulla relativa disciplina. Il presupposto della risoluzione è stato inserito a tutela dei clienti finali, che sono, in definitiva, i soggetti*

economicamente incisi dal provvedimento. È stato previsto, infatti, che l'impresa per ottenere il riconoscimento degli oneri di sistema, che ha dovuto versare pur senza essere riuscita a riscuoterli, deve aver effettuato tutte le attività di minimizzazione dell'esposizione del proprio rischio creditizio e, conseguentemente, aver adempiuto alle azioni di sollecito e diffida dei pagamenti, nonché a quelle funzionali al blocco dello switching previste nel Codice e all'effettiva risoluzione del contratto" (si vedano in proposito anche le sentenze del TAR Lombardia nn. 447 e 1014 del 2019).

Sulla delibera 3 marzo 2017, 109/2017/R/eel, in tema di garanzie per l'esazione degli oneri generali del sistema elettrico, il TAR Lombardia ha adottato sentenze con orientamento differente. Con la sentenza n. 270/2019, in sede di giudizio di ottemperanza, si è riconosciuto che rientrava nel potere dell'Autorità di imporre la prestazione di garanzie ai trader: *"È chiaro quindi che l'oggetto della deliberazione riguarda in via principale la ridefinizione in via transitoria della stima degli oneri generali riscossi e l'aggiornamento delle garanzie ai nuovi criteri di calcolo, con un meccanismo la cui adeguatezza non risulta peraltro puntualmente censurata dalla ricorrente"*. La sentenza n. 1570/2019, invece, ha annullato in parte la delibera 109/2017/R/eel, in quanto in essa rinviene il principio, secondo il TAR di portata innovativa, che imporrebbe all'utente del trasporto di versare all'impresa distributrice le somme relative alle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri di sistema che siano fatturate agli utenti finali, indipendentemente dall'incassato: *"va considerato che l'attitudine lesiva della previsione può affermarsi in ragione della portata innovativa del principio esposto nella motivazione del provvedimento da cui, come dedotto dalla ricorrente, discende per la stessa l'obbligo di provvedere al pagamento degli oneri di sistema anche non riscossi. Infatti, la regola in esame non consiste in un mero principio ricavabile dalle previsioni già vigenti. In particolare, non può ritenersi che l'applicazione del principio del c.d. 'non riscosso per riscosso' (che, nella sostanza, viene imputato ai traders) sia evincibile dalla previsione di cui all'articolo 39 del TIT con la quale l'Autorità prevede l'applicazione agli utenti della rete delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico come maggiorazioni dei corrispettivi tariffari del servizio di distribuzione"*. Su appello dell'Autorità, tale sentenza è stata sospesa dal Consiglio di Stato con l'ordinanza n. 4581/2019, con tale motivazione: *"a un primo sommario esame proprio della fase cautelare il provvedimento impugnato in primo grado appare privo di statuizioni incidenti sull'esazione degli oneri generali di sistema"*.

In tema di definizione del contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai distributori di energia elettrica e di gas naturale soggetti agli obblighi nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica (TEE), con la sentenza n. 2538/2019, il TAR Lombardia ha disposto l'annullamento della delibera 27 settembre 2018, 487/2018/R/efr per illegittimità derivata dai vizi del decreto del Ministero dello sviluppo economico 10 maggio 2018. La sentenza, dopo avere rilevato il vizio di incompetenza delle prescrizioni ministeriali relative alla determinazione dei contributi funzionali al recupero dei costi sostenuti per l'assolvimento dell'obbligo di acquisto dei TEE, ha affermato che il decreto ministeriale ha *"conformato (...) la potestas regolatoria di ARERA, finendo per svuotarla in parte qua di effettività e di significanza"* e ha disposto *"regole dettagliate e vincolanti in una materia – quella tariffaria – indeclinabilmente rientrante, di contro, nell'officium decisorio della Autorità di regolazione"*.

Regolazione tariffaria e delle infrastrutture

In materia di determinazione dei premi e delle penalità relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale (delibera 13 dicembre 2012, 533/2012/R/gas), la sentenza n. 460/2019 del TAR Lombardia, in tema di obblighi di ispezione della rete del gas, ha rilevato l'importanza dell'ottemperanza al previsto obbligo

della previa comunicazione all'Autorità della rete da ispezionare da parte dell'impresa distributrice, rilevando: *"Se si accedesse all'interpretazione della regolamentazione quadro proposta da parte ricorrente, le società distributrici sarebbero libere di presentare in qualsiasi momento una rettifica delle dichiarazioni relative alla rete da sottoporre a ispezione e il sistema incentivante previsto sarebbe svuotato di significato: esso, infatti, opera in maniera virtuosa poiché l'autoresponsabilità dell'impresa (che sottopone a ispezione la propria rete) è stimolata anche dalla consapevolezza della possibilità di controlli esterni da parte dell'Autorità, alla quale devono appunto essere comunicati in anticipo i tratti di rete da ispezionare. Il significato del meccanismo incentivante verrebbe invece meno se si consentisse all'impresa di rettificare in qualsiasi momento – e quindi anche quando l'Autorità non ha più la possibilità di effettuare controlli – le dichiarazioni in precedenza effettuate. Proprio per questo, è coerente con il sistema la previsione di una procedura di rettifica delle comunicazioni, con tempi prestabiliti e con l'emanazione di un'autorizzazione alla rettifica da parte dell'Autorità"*.

Con la sentenza n. 1578/2019, il Consiglio di Stato ha confermato, dopo avere disposto una verifica, la legittimità del meccanismo di incentivazione asimmetrica per lo sviluppo di ulteriori prestazioni di punta da stoccaggio del sistema nazionale di gas (delibera 23 aprile 2015, 182/2015/R/gas). In particolare, è stata ritenuta legittima la previsione del requisito della *duration*: *"Deve, con ciò, ritenersi appurata l'adeguatezza/congruità/logicità della previsione del requisito della duration, risolvendosi nella fissazione di uno standard minimo di efficienza del sito di stoccaggio, rispetto all'obiettivo (enunciato dall'art. 37, comma 3, DL n. 133/2014) di accrescere la risposta del sistema nazionale del gas in termini di punta di erogazione, non travalicando l'adozione di tale criterio i margini di attendibilità e di ragionevolezza tecnica della determinazione tariffaria incentivante adottata dall'Autorità (in rapporto agli obiettivi prefissati dal legislatore), per il resto insindacabile nel merito. Deve, altresì, ritenersi che l'Autorità, con l'adozione del requisito della duration, sia pervenuta a identificare dei sistemi di stoccaggio che presentino le caratteristiche per quanto possibile prossime a uno stoccaggio di punta, con la conseguente idoneità del requisito in questione di privilegiare i sistemi che presentino, a parità di WG, prestazioni erogative quanto più elevate, in aderenza alle indicazioni della norma primaria dettata dall'art. 37, comma 3, DL n. 133/2014"*.

In tema di regolazione tariffaria per i gas diversi dal naturale, la sentenza del TAR Lombardia n. 602/2019 ha ritenuto legittima la valutazione degli Uffici dell'Autorità circa l'insussistenza di elementi che potessero rendere opportuna l'introduzione di meccanismi di perequazione per i citati gas diversi dal naturale. Al riguardo, la sentenza ha rilevato che risulta inapplicabile alla fattispecie l'art. 23, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, poiché tale disposizione si riferisce alla sola distribuzione del gas naturale, e ha parallelamente evidenziato che *"tale elemento non è semplicemente un dato di contorno in quanto dimostra che il servizio di gestione del GPL in Sardegna non è completamente equiparato ad un servizio a rete analogo a quello del gas naturale nel resto d'Italia, con la conseguenza che manca quella identità di situazione di fatto e di diritto che sola potrebbe giustificare una censura di difetto di istruttoria o di motivazione o di illogicità manifesta nel diniego impugnato"*.

Sull'obbligo delle imprese di distribuzione del gas naturale di detenere le fonti contabili comprovanti la stratificazione dei cespiti, anche se di proprietà comunale, la sentenza n. 3475/2019 del Consiglio di Stato ha annullato la determinazione d'ufficio della tariffa disposta dalla delibera 4 novembre 2016, 626/2016/R/gas in seguito a verifiche ispettive che avevano riscontrato il mancato possesso, da parte delle imprese distributrici, delle prove contabili dei dati dichiarati in sede tariffaria. Il Consiglio di Stato, pur non mettendo in dubbio il potere dell'Autorità di sindacare, anche *ex post*, determinazioni tariffarie già adottate alla luce di elementi di

utile riscontro sopravvenuti o successivamente acquisiti, intende "precisare che detto potere in tanto può dirsi correttamente esercitato in quanto siano chiare, certe e continuative nel tempo le 'regole di formazione' delle determinazioni tariffarie, onde, senza pericolo di incertezze al riguardo e quindi senza rischi di un 'effetto sorpresa', la correttezza o meno delle condotte del soggetto interessato possa essere vagliate alla luce di regole note e preventivamente acquisite"; di conseguenza, "sul piano logico e giuridico, ben si possono mutare nel tempo quelle 'regole di formazione' ma allora, per un corretto rapporto dialogico tra regolatore e regolati, dette regole vanno necessariamente applicate dal momento della loro inequivoca entrata in vigore in avanti, non già retroattivamente. Specie addirittura in assenza di un previo annullamento o di una previa revoca, a seconda delle circostanze, di atti già formalmente formati in un quadro di regole – anche solo consolidate per prassi – precedentemente in vigore". Nel caso di specie, invece, l'Autorità non ha "comprovato che la non acquisizione di dati da fonti contabili obbligatorie implicasse (in virtù di una regola iuris preesistente) necessariamente ed ineluttabilmente l'applicazione della determinazione tariffaria d'ufficio". Prosegue il Consiglio di Stato: "Non si vuole qui denegare che, in tesi, tale 'regola' potesse essere introdotta direttamente dall'Autorità, in esercizio delle sue potestà regolatorie. Simmetricamente, non si può tuttavia disconoscere che, ove vero anche ciò, a maggior ragione una 'regola' coniata dall'Autorità (in quanto regola non derivante da fonte legislativa) avrebbe dovuto valere solo per il futuro, non retroattivamente".

Sempre con riguardo allo stesso tema, con la sentenza n. 1820/2019, il TAR Lombardia ha sottolineato la legittimità del medesimo trattamento riservato dal regolatore per i cespiti di proprietà privata e per i cespiti di proprietà comunale ai fini della presentazione delle fonti contabili, rilevando: "L'assimilazione effettuata dal dato regolatorio pare corretta atteso che, diversamente opinando, si realizzerebbe una duplice divergenza di trattamento rispetto a situazioni identiche. Infatti, rispetto a due impianti omologhi, quello di proprietà comunale sarebbe valorizzato tenendo conto delle esigenze contabili dell'Ente locale (...), mentre quello di proprietà privata sarebbe sottoposto allo stringente metodo del costo storico rivalutato. Una divaricazione che avrebbe riflessi sull'utenza finale atteso che la diversa valorizzazione dei cespiti inciderebbe sul piano tariffario e, quindi, sull'utenza, pur a parità di servizio reso".

Servizio idrico integrato

Con le sentenze nn. 1957 e 1958 del 2019, il Consiglio di Stato, in accoglimento degli appelli dell'Autorità, ha dichiarato nullo l'atto transattivo di natura privatistica, stipulato tra l'impresa fornitrice e il gestore del servizio, avente a oggetto la determinazione del valore del prezzo della fornitura dell'acqua all'ingrosso nell'ambito del servizio idrico integrato, dichiarando legittima la determinazione tariffaria della delibera 22 settembre 2016, 524/2016/R/idr. Merita di essere evidenziato il principio, di portata generale, affermato dalle citate sentenze riguardo alla nullità di accordi in deroga alla regolazione tariffaria: "– l'accordo intercorso tra i due operatori viola pertanto la disciplina, di carattere imperativo e inderogabile, che presiede alla determinazione delle tariffe del SII, con conseguente fondatezza delle eccezioni di nullità al riguardo dedotte dall'Autorità, per contrasto con norme imperative ed illiceità dell'oggetto non liberamente disponibile dalle parti; – per giunta, l'accordo contrattuale a norma dell'art. 1372 c.c. esplica la sua efficacia esclusivamente tra le parti contrattuali ed è, pertanto, inopponibile all'Autorità, come da questa puntualmente eccepito; – la nullità dell'accordo contrattuale sul prezzo all'ingrosso (...) non può non riflettersi in senso caducante sulle determinazioni dell'ente di governo, da ritenersi (in parte qua) prive di effetto in virtù del recepimento della pattuizione affetta da nullità e dunque da inefficacia anche

in relazione ad eventuali effetti consequenziali (diretti e/o indiretti), mentre giammai al suo recepimento nella determinazione tariffaria dell'ente di governo dell'ATO potrebbe attribuirsi effetto di sanatoria o convalida, in difetto di una correlativa previsione normativa".

In tema di determinazione d'ufficio della tariffa, per mancato invio da parte del gestore della documentazione necessaria (delibera 21 maggio 2015, 244/2015/R/idr), la sentenza n. 8470/2019 del Consiglio di Stato ha puntualizzato che non è ammissibile che la prospettiva del subingresso di un nuovo soggetto unico regionale nella gestione del servizio idrico possa costituire ex se una valida giustificazione del ritardo e dell'omissione dell'invio all'Autorità di tutti quegli elementi informativi (concernenti essenzialmente i costi di gestione) che non potevano non essere già prontamente disponibili per il Comune ente gestore, secondo ordinari criteri di diligenza professionale esigibile.

Sempre in materia di determinazione tariffaria d'ufficio, con la sentenza n. 2761/2019 il TAR Lombardia ha negato l'esistenza di un "ravvedimento operoso" del gestore, al fine di ottenere la rideterminazione con effetti retroattivi di tariffe già adottate d'ufficio, con la presentazione dei dati originariamente omessi. In merito, è stato rilevato: *"In linea generale, osserva il Collegio che la ratio sottesa alla rideterminazione officiosa della tariffa da parte di ARERA, è quella di 'disincentivare comportamenti opportunistici da parte dei gestori', come espressamente precisato nell'art. 2 c. 8 della delibera n. 347/2012. In particolare, il potere sostitutivo dell'Autorità si giustifica con la finalità di tutela dei consumatori e degli utenti, a fronte di comportamenti di carattere opportunistico da parte dei gestori o degli enti, che potrebbero avere interesse a non trasmettere taluni dati, nel tentativo di lucrare tariffe abnormi e non rispettose dei costi realmente sostenuti (TAR Lombardia, Milano, sez. I, 6.6.2019, n. 1281, sez. II, n. 854/2014). (...) In sostanza, come correttamente osservato dalla difesa di ARERA, il Consiglio di Stato ha effettivamente acconsentito a riconoscere un limitato effetto retroattivo alla rideterminazione tariffaria, come detto, 'al momento in cui sono rese disponibili le informazioni necessarie', così implicitamente escludendo che la retrodatazione possa spingersi a coprire l'intero periodo tariffario di riferimento".*

In tema di regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato (delibera 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr), con le sentenze nn. 1993, 1994 e 1995 del 2019, il TAR Lombardia ha sostanzialmente dichiarato legittimo il complessivo intervento regolatorio dell'Autorità, annullando in parte, tuttavia, alcune specifiche disposizioni relative agli indicatori M3b e M3c, M1a e S1. Nel complesso, il TAR Lombardia ha ritenuto ragionevoli i parametri di misurazione della *performance* del gestore introdotti dalla delibera, in quanto afferenti a situazioni ed eventi *"nella sfera della sua 'signoria' e, dunque, legittimamente assunti a paradigma di valutazione della qualità della condotta tenuta e del servizio reso all'utenza"*, valutando positivamente la clausola "di chiusura" contenuta all'art. 5, comma 4, della delibera 917/2017/R/idr, che attribuisce all'ente di governo dell'ambito la facoltà *"di formulare, ex post, motivata istanza di deroga dalle disposizioni concernenti gli indennizzi automatici e il meccanismo incentivante, nel caso in cui il mancato rispetto dei medesimi standard sia dovuto al verificarsi di eventi imprevisi e imprevedibili e comunque al di fuori della sfera di responsabilità del gestore"*.

Contenzioso post risoluzione stragiudiziale delle controversie

In materia di decisioni di reclamo avverso la determinazione del corrispettivo di connessione alle reti elettriche, si è registrato un contrasto giurisprudenziale all'interno della Sesta Sezione del Consiglio di Stato sul punto della derogabilità o non derogabilità, tramite accordo tra l'impresa di distribuzione e il richiedente della connessione alla rete elettrica, di quanto stabilito dall'art. 13, comma 5, dell'allegato A alla delibera 19 dicembre 2005, 281/05 in materia di criteri di determinazione del corrispettivo di cessione dell'impianto di utenza all'impresa di distribuzione. Con un primo orientamento, rappresentato dalle sentenze nn. 7203 e 7204 del 2019, la questione è stata risolta nel senso della derogabilità della previsione di cui all'art. 13, comma 5, dell'allegato A alla delibera 281/05, attraverso l'accordo concluso dall'impresa di distribuzione e dal richiedente la connessione avente a oggetto l'assunzione dei maggiori oneri dovuti alla differente soluzione tecnica proposta rispetto a quella indicata in preventivo dal gestore della rete.

Con un secondo orientamento, rappresentato dalla sentenza n. 1193/2019, nel sottolineare la specifica disciplina di determinazione del prezzo di cessione dell'impianto, autonomamente determinato ai sensi dell'art. 13, comma 5, allegato A alla delibera n. 281/05, il Consiglio di Stato, non considerando derogabile la disciplina regolatoria di riferimento, ha, di contro, ritenuto che, pur dinanzi a un accordo di assunzione dei costi di costruzione da parte del produttore, la mancata previsione, nella delibera 281/05, di tale specifica pattuizione non permette un'estensione automatica dell'accordo al prezzo di cessione.

In tema di diritto di accesso alla rete di distribuzione elettrica, si segnala la sentenza del TAR Lombardia n. 1936/2019, che dichiara legittime le decisioni di reclamo assunte con le delibere 20 novembre 2018, 582/2018/E/eel e 583/2018/E/eel, con cui il regolatore ha rigettato i reclami presentati da un *trader* nei confronti del rifiuto alla stipulazione del contratto di trasporto e distribuzione da parte dell'impresa di distribuzione. Nel caso di specie, il TAR ha ritenuto rilevanti i pregressi inadempimenti del contratto di trasporto da parte della società controllante del *trader* ricorrente per ritenere giustificato il rifiuto all'accesso opposto dall'impresa di distribuzione, in quanto controllante e *trader* controllato rappresentano un "unico centro decisionale": *"A fronte di vincoli economici, organizzativi e giuridici che uniscono due società, ed in particolare, come nel caso di specie, della detenzione della totalità del capitale sociale da parte della controllante, deve presumersi che quest'ultima eserciti effettivamente un'influenza determinante nei confronti della controllata (Cons. Stato, sez. VI, 29.5.2018, n. 3197) che la ricorrente non ha minimamente smentito e che, come detto, emerge al contrario palesemente, dal coordinamento delle rispettive scelte. In conclusione, malgrado la formale autonomia tra controllante e controllata, ritiene il Collegio che esse diano effettivamente luogo ad un 'unico centro decisionale', come correttamente evidenziato da ARERA nei provvedimenti impugnati, e dalle società controinteressate, nel momento in cui hanno rifiutato le citate proposte contrattuali del 3 e 4 agosto 2014, presupponendo che, dal punto di vista sostanziale, non fossero imputabili alla sola ricorrente, quanto invece, al suo gruppo societario"*. Pertanto, risulta giustificato il rifiuto del distributore di stipulare un nuovo contratto di trasporto e distribuzione con la controllata: *"per giurisprudenza pacifica, le disposizioni disciplinanti i casi di rifiuto di accesso alla rete, non regolano le fattispecie in esse contemplate in via compiuta ed esclusiva, derivandone che all'attività negoziale conseguente si applicano anche i principi dell'ordinamento civilistico in materia di contratti, e segnatamente, quelli in tema di autotutela creditoria, ben potendo pertanto il monopolista legale rifiutarsi di eseguire nuovamente la propria prestazione in favore del cliente/utente, sino a che l'inadempimento pregresso non sia sanato (Cons. Stato, sez. VI, 3.12.2008, n. 5936, che ha confermato TAR Lombardia, Milano, 19.8.2003, n. 3961). In particolare, malgrado l'art. 9 c. 1 del DLgs n. 79/1999 preveda che 'le imprese distributrici hanno l'obbligo di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne*

facciano richiesta', l'art. 4.2 lett. b) delle condizioni generali di contratto per il servizio di trasporto dell'energia, espressamente richiamato nei provvedimenti impugnati, dispone infatti che l'attivazione ed estensione del servizio in relazione a nuovi punti di prelievo, resta comunque subordinata alla 'insussistenza di morosità dei pagamenti e/o di inadempimenti da parte del venditore'".

Contenzioso post sanzioni

In materia di violazione dell'obbligo di acquisto dei certificati verdi di cui all'art. 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (delibere 2 aprile 2015, 143/2015/S/efr, 144/2015/S/efr e 145/2015/S/efr), l'Adunanza Plenaria del Consiglio di Stato ha deciso una questione controversa attinente alla natura paritetica – ovvero espressione di un potere autoritativo – dell'attività di verifica dell'ottemperanza all'obbligo di cui all'art. 11 del richiamato decreto legislativo, svolta annualmente dal GSE. Con la sentenza n. 9/2019, l'Adunanza Plenaria ha affermato il seguente principio di diritto: *"Hanno natura provvedimento soltanto gli atti con cui il GSE accerta il mancato assolvimento, da parte degli importatori o produttori di energia da fonte non rinnovabile, dell'obbligo di cui all'art. 11 DLgs n. 79/1999. Salvo il legittimo esercizio, ricorrendone i presupposti, dell'autotutela amministrativa, tali atti diventano pertanto definitivi ove non impugnati nei termini decadenziali di legge. Deve invece riconnettersi natura non provvedimento agli atti con cui il GSE accerta in positivo l'avvenuto puntuale adempimento del suddetto obbligo da parte degli operatori economici di settore"*.

Sul termine di conclusione del procedimento sanzionatorio, il Consiglio di Stato ha confermato il proprio orientamento che nega che l'eventuale superamento del termine comporti la consumazione del potere sanzionatorio o l'invalidità del provvedimento finale (delibera 22 novembre 2010, VIS 148/10), rilevando: *"il mancato rispetto di tale termine, come ritenuto da costante giurisprudenza di questo Giudice – per tutte, Cons. Stato, sez. VI, 27 febbraio 2012, n. 1084 e 8 luglio 2015, n. 3401 – non comporta decadenza dal potere di sanzione, perché manca una norma espressa in proposito. Si tratta di una disciplina che è stata ritenuta in via generale conforme a Costituzione – si vedano le sentenze Corte cost. 17 luglio 2002, n. 355 e 18 luglio 1997, n. 262 –, perché, a ben vedere, anche se la decadenza dal potere sanzionatorio non si verifica, il privato non rimane senza difesa, e in particolare non è esposto senza limiti di tempo alla possibilità di essere sanzionato"*. Tale orientamento è richiamato anche dalla sentenza n. 1985/2019 del TAR Lombardia in tema di violazione della regolazione in materia di *unbundling* (delibera 21 dicembre 2017, 868/2017/S/com).

In tema di violazione degli obblighi di comunicazione dei distributori in merito agli obiettivi di risparmio energetico (delibera 5 maggio 2011, VIS 57/11), la sentenza n. 677/2019 del TAR Lombardia rileva che non vale come scusante per il distributore imputare la violazione degli obblighi di comunicazione all'inattendibilità delle misure dell'impresa di trasporto, perché tali presunte inattendibilità attengono al gas immesso dalla rete di trasporto nella rete di distribuzione attraverso i punti di consegna, senza che ciò possa inficiare la correttezza dei dati relativi alla quantità di gas distribuito ai clienti finali attraverso i punti di riconsegna, vale a dire i punti di confine tra rete di distribuzione e impianto del cliente finale. L'impresa di distribuzione, per sua stessa ammissione, è comunque consapevole dell'attendibilità dei dati a propria disposizione, in quanto ha provveduto a rilevare i volumi di gas distribuito a mezzo di letture effettive e non di stime.

La sentenza n. 1281/2019 del TAR Lombardia ha deciso una fattispecie sanzionatoria per violazioni della regolazione tariffaria del servizio idrico integrato (delibera 28 giugno 2018, 353/2018/S/idr), rilevando che la

legge non attribuisce al Comune la libertà di stabilire autonomamente la tariffa del servizio idrico integrato, in violazione delle competenze specificamente attribuite in materia all'Autorità, e che *"la sanzione applicata dall'Autorità consegue ad una violazione documentalmente accertata, da cui è derivata indiscutibilmente la lesione del diritto dell'utenza ad una esatta conoscenza e ad una corretta applicazione dei corrispettivi dovuti per l'erogazione del SII"*. Inoltre, il TAR ribadisce i propri principi in materia di determinazione d'ufficio della tariffa: *"occorre rilevare che il potere sostitutivo e officioso dell'Autorità si giustifica con l'evidente finalità di tutela dei consumatori e degli utenti, oltre che per evitare comportamenti di carattere opportunistico da parte dei gestori o degli enti, i quali potrebbero avere interesse a non trasmettere taluni dati, nel tentativo di lucrare tariffe abnormi e non rispettose dei costi realmente sostenuti (si ricordi che, ai sensi dell'art. 154 del DLgs n. 152/2006, la tariffa deve assicurare la copertura integrale dei costi)"*.

Contenzioso post verifiche ispettive

In materia di recupero degli importi indebitamente percepiti nell'ambito delle convenzioni di cessione sottoscritte ai sensi del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi (CIP) 29 aprile 1992, n. 6, con la sentenza n. 1550/2019 il Consiglio di Stato ha confermato il proprio orientamento già consolidato (sentenze nn. 6431/2014 e 3774/2018), precisando che la clausola di una convenzione, in base ai principi del diritto civile, è vincolante solo fra le parti, fra le quali non vi è l'Autorità. La sentenza ha escluso che la previsione convenzionale fosse stata in origine intesa come intangibile, sia in ragione della sua formulazione, che prevede un'espressa riserva di verifica delle percentuali pattuite, sia in quanto l'Autorità è più volte intervenuta in materia, definendo il concetto di "energia assorbita dai servizi ausiliari" come risultato di un calcolo effettivo sulle prestazioni dell'impianto e non come grandezza forfetaria.

Sempre sullo stesso tema (delibera 3 marzo 2017, 95/2017/E/efr), le sentenze nn. 592 e 593 del 2019 del TAR Lombardia hanno evidenziato che gli interventi normativi dell'Autorità sul concetto di "energia assorbita dai servizi ausiliari" fanno riferimento a un criterio basato su grandezze reali, e non forfetario, con un'operazione interpretativa che rimane sicuramente all'interno delle previsioni di legge. Inoltre, il TAR rileva che tale concetto si conforma allo scopo della legge 9 gennaio 1991, n. 9, ovvero di erogare incentivi per produzioni effettivamente efficienti, e alla logica di cui è espressione l'art. 52, comma 2, lettera f), del decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504, nella versione vigente *ratione temporis*, che determina ai fini fiscali la quota di energia prodotta da un impianto da assoggettare all'imposta di fabbricazione, calcolando, attraverso la detrazione dall'energia lorda prodotta, quella consumata per i servizi ausiliari.



CAPITOLO

11

**ATTUAZIONE
DELLA REGOLAZIONE,
COMUNICAZIONE,
ORGANIZZAZIONE
E RISORSE**

INTERSETTORIALE

Attività propedeutica alla regolazione e provvedimenti adottati nel 2019

Attività di consultazione

L'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, come noto, adotta regolarmente strumenti volti a garantire la partecipazione degli *stakeholder* ai propri procedimenti di regolazione.

Nel corso del 2019 sono stati pubblicati 40 documenti per la consultazione (Tab. 11.1), dato, questo, che mostra un *trend* sostanzialmente costante rispetto agli anni precedenti (nel 2018, infatti, sono stati pubblicati 38 documenti per la consultazione, nel 2017 52 e nel 2016 43).

In particolare, 10 documenti per la consultazione pubblicati nel 2019 hanno avuto a oggetto proposte di regolazione relative al settore del gas, 16 hanno presentato gli orientamenti per interventi nel settore dell'energia elettrica, 5 sono stati adottati nel settore del servizio idrico integrato, 3 hanno riguardato proposte di interventi per il servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento, 2 interventi per il settore del ciclo dei rifiuti; infine, 3 documenti per la consultazione hanno avuto a oggetto aspetti della regolazione trasversali ai settori dell'energia elettrica e del gas naturale.

Nel 2019, inoltre, sono stati sottoposti a consultazione pubblica anche gli indirizzi strategici che orienteranno l'azione dell'Autorità nel periodo 2019-2021: gli obiettivi strategici e le linee di intervento che hanno definito il Quadro strategico 2019-2021 sono stati, infatti, oggetto di uno specifico documento per la consultazione pubblicato nel mese di aprile 2019 (documento per la consultazione 139/2019/A).

Nel 2019, analogamente a quanto avvenuto negli anni precedenti, nell'ambito di alcuni procedimenti di regolazione sono state previste più fasi di consultazione, nel corso delle quali sono stati, dunque, pubblicati più documenti per la consultazione. In particolare, sono state condotte svariate consultazioni plurime, che hanno riguardato, essenzialmente, i principali ambiti su cui è intervenuta l'Autorità nel corso dell'anno, quali, tra gli altri, la regolazione tariffaria relativa ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, la regolazione per il servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto per il quinto periodo di regolazione, la regolazione *output-based* della qualità dei servizi di distribuzione e trasmissione dell'energia elettrica, la regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione, la regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione e il metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio.

Nell'ambito del servizio idrico integrato, oltre al già citato terzo periodo regolatorio del metodo tariffario idrico (MTI-3), i documenti per la consultazione hanno affrontato i temi del contenimento della morosità nel servizio idrico integrato, la definizione delle modalità di alimentazione e di gestione del Fondo di garanzia delle opere idriche, gli orientamenti per l'integrazione della disciplina vigente in materia di qualità contrattuale del servizio idrico integrato (RQSII). Nell'ambito del settore dei rifiuti sono stati pubblicati i primi orientamenti per le disposizioni in materia di trasparenza nel servizio di gestione dei rifiuti urbani e assimilati. In tema di tutela dei

consumatori, si menzionano i documenti che hanno riguardato la disciplina del recesso dai contratti di fornitura di energia elettrica e gas per i punti di prelievo non connessi in bassa tensione e per i punti di riconsegna in cui si registrano consumi annui superiori ai 200.000 S(m³) di gas e la revisione delle modalità di allocazione dei costi relativi al meccanismo dei titoli di efficienza energetica.

La durata media dei procedimenti di consultazione è stata di circa 38 giorni, dato che non si discosta da quello registrato negli anni precedenti (39 giorni nel 2018, 36 nel 2017 e 38 nel 2016) e che denota la costante attenzione dell'Autorità per il confronto con gli *stakeholder* nel corso dei procedimenti di regolazione.

TAV. 11.1 Documenti per la consultazione adottati nel 2019 (gennaio-dicembre)

DATA	ESTREMI	SETTORE	TITOLO
29 gennaio 2019	33/2019/R/com	Elettricità/Gas	Disciplina del recesso dai contratti di fornitura di energia elettrica e gas per i punti di prelievo non connessi in bassa tensione e per i punti di riconsegna in cui si registrano consumi annui superiori ai 200.000 S(m ³)
12 febbraio 2019	49/2019/R/eel	Elettricità	Prelievi fraudolenti dei clienti finali di energia elettrica. Orientamenti per la revisione del meccanismo di cui all'articolo 16-bis del TIV
5 marzo 2019	84/2019/R/eel	Elettricità	Modifica del processo di <i>switching</i> nel settore elettrico: estensione della verifica <i>ex ante</i> del valore della potenza media annua con riferimento alle richieste di <i>switching</i> presentate da ciascun utente del dispacciamento
19 marzo 2019	100/2019/R/eel	Elettricità	Sistemi di <i>smart metering</i> di seconda generazione per la misura di energia elettrica in bassa tensione. Aggiornamento per il triennio 2020-2022 delle disposizioni in materia di messa in servizio e riconoscimento dei costi dei sistemi di <i>smart metering</i> 2G
9 aprile 2019	139/2019/A	Elettricità/Gas/Idrico/Teleriscaldamento/Rifiuti	Quadro strategico 2019-2021 dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente
16 aprile 2019	158/2019/R/idr	Idrico	Direttive per il contenimento della morosità nel servizio idrico integrato. Orientamenti finali
7 maggio 2019	170/2019/R/gas	Gas	Linee di intervento per la regolazione di tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione
7 maggio 2019	177/2019/R/tr	Teleriscaldamento	Disposizioni in materia di trasparenza nel servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento
7 maggio 2019	178/2019/R/tr	Teleriscaldamento	Disposizioni in materia di modalità di esercizio del diritto di recesso nel servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento
28 maggio 2019	203/2019/R/gas	Gas	Criteri di regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione
2 luglio 2019	287/2019/R/eel	Elettricità	Aggiornamento della regolazione della qualità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica nel semiperiodo di regolazione 2020-2023 – Valutazione di impatto della regolazione della continuità del servizio e orientamenti dell'Autorità
2 luglio 2019	288/2019/R/gas	Gas	Criteri di regolazione tariffaria e della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (5PRS)
23 luglio 2019	318/2019/R/eel	Elettricità	Criteri per l'aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria relativa ai servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica
23 luglio 2019	321/2019/R/eel	Elettricità	Modalità per la determinazione del corrispettivo di cui all'articolo 14 della deliberazione ARG/elt 98/11
23 luglio 2019	322/2019/R/eel	Elettricità	Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE) – Orientamenti complessivi
30 luglio 2019	337/2019/R/eel	Elettricità	Criteri per l'aggiornamento infra-periodo della regolazione infrastrutturale del servizio di trasmissione dell'energia elettrica
30 luglio 2019	338/2019/R/gas	Gas	Orientamenti per la durata del periodo di regolazione e per la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione
30 luglio 2019	344/2019/R/gas	Gas	Disposizioni in materia di conferimenti di capacità annua presso i punti di entrata della rete di trasporto nazionale interconnessi con l'estero, diversi dai punti interconnessi con paesi dell'Unione europea e con la Svizzera

(segue)

DATA	ESTREMI	SETTORE	TITOLO
30 luglio 2019	345/2019/R/eel	Elettricità	Condizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento all'energia elettrica prelevata per la successiva immissione in rete
30 luglio 2019	351/2019/R/rif	Rifiuti	Orientamenti per la copertura dei costi efficienti di esercizio e di investimento del servizio integrato dei rifiuti per il periodo 2018-2021
30 luglio 2019	352/2019/R/rif	Rifiuti	Disposizioni in materia di trasparenza nel servizio di gestione dei rifiuti urbani e assimilati. Inquadramento generale e primi orientamenti
10 settembre 2019	368/2019/R/idr	Idrico	Definizione delle modalità di alimentazione e di gestione del Fondo di garanzia delle opere idriche. Inquadramento generale e prime linee d'intervento
17 settembre 2019	375/2019/R/com	Elettricità/Gas	Revisione delle modalità di allocazione dei costi relativi al meccanismo dei titoli di efficienza energetica e di applicazione delle componenti tariffarie RE e RET
17 settembre 2019	378/2019/R/gas	Gas	Modalità di approvvigionamento delle risorse necessarie al funzionamento del sistema da parte del responsabile del bilanciamento
26 settembre 2019	391/2019/R/gas	Gas	Criteri di regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto per il quinto periodo di regolazione – Orientamenti finali
26 settembre 2019	397/2019/R/eel	Elettricità	Servizio di salvaguardia per i clienti finali domestici e piccole imprese del settore dell'energia elettrica di cui all'art. 1, comma 60 della legge n. 124/2017
1° ottobre 2019	402/2019/R/idr	Idrico	Metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio (MTI-3). Inquadramento generale e linee d'intervento
15 ottobre 2019	410/2019/R/gas	Gas	Criteri per la regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione
15 ottobre 2019	412/2019/R/eel	Elettricità	Modifica del processo di risoluzione dei contratti di dispacciamento e trasporto e attivazione dei servizi di ultima istanza nel settore elettrico
23 ottobre 2019	422/2019/R/idr	Idrico	Orientamenti per l'integrazione della disciplina vigente in materia di qualità contrattuale del servizio idrico integrato (RQSII)
23 ottobre 2019	424/2019/R/tr	Teleriscaldamento	Regolazione della qualità tecnica del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento – Orientamenti finali
29 ottobre 2019	430/2019/R/eel	Elettricità	Estensione degli indennizzi automatici ai clienti finali, a carico degli operatori di rete, per interruzioni di lunga durata – Esecuzione della sentenza del TAR Lombardia n. 1901/2019
12 novembre 2019	457/2019/R/eel	Elettricità	Aggiornamento infra-periodo della regolazione <i>output-based</i> della qualità dei servizi di distribuzione e trasmissione dell'energia elettrica. Orientamenti finali
19 novembre 2019	480/2019/R/idr	Idrico	Metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio (MTI-3). Orientamenti finali
21 novembre 2019	481/2019/R/eel	Elettricità	Criteri per l'aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria relativa ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica. Orientamenti finali
26 novembre 2019	487/2019/R/gas	Gas	<i>Smart metering</i> gas per l'utenza diffusa: obblighi di messa in servizio, <i>performance</i> e regolazione tariffaria
26 novembre 2019	492/2019/R/eel	Elettricità	Orientamenti per la revisione della regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica destinata agli stati interclusi nel territorio italiano e ad altri stati per il tramite di interconnessioni per le quali non è attuato il controllo degli scambi programmati
10 dicembre 2019	530/2019/R/eel	Elettricità	Interventi di aggiornamento al Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica
17 dicembre 2019	544/2019/R/gas	Gas	Sistema di incentivazione del responsabile del bilanciamento. Relazione sull'attività e definizione dei parametri per il quarto periodo (4PI)
19 dicembre 2019	564/2019/R/com	Elettricità/Gas	Rafforzamento degli obblighi informativi del Codice di condotta commerciale a vantaggio dei clienti finali del mercato <i>retail</i>

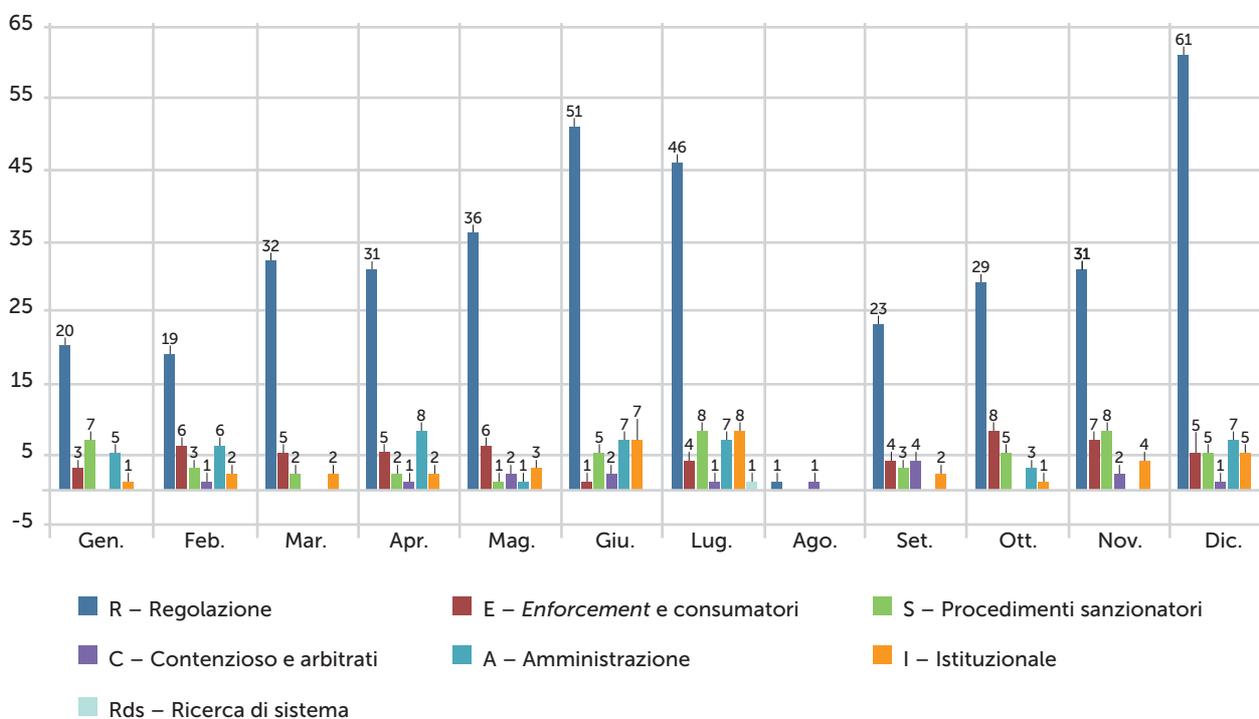
Fonte: ARERA.

Provvedimenti adottati

I provvedimenti adottati dal Collegio dell'Autorità nel corso del 2019 sono stati complessivamente 580; tra questi è possibile annoverare delibere, documenti per la consultazione, memorie, pareri, rapporti, relazioni e segnalazioni.

La figura 11.1 mostra l'andamento della produzione provvedimentoale nel corso dell'anno in esame; si registra una media mensile pari a circa 50 provvedimenti, con picchi significativi nei mesi di giugno, luglio e dicembre (rispettivamente 73, 75 e 84 provvedimenti).

FIG. 11.1 *Andamento dei provvedimenti adottati dall'Autorità nel 2019*



Fonte: ARERA.

Di seguito una rappresentazione più analitica della produzione provvedimentoale mensile dell'Autorità per l'anno 2019 (Tav. 11.2).

TAV. 11.2 *Andamento mensile della produzione provvedimentoale per l'anno 2019*

MACRO-AREE	GEN.	FEB.	MAR.	APR.	MAG.	GIU.	LUG.	AGO.	SET.	OTT.	NOV.	DIC.	TOTALE	%
R – Regolazione	20	19	32	31	36	51	46	1	23	29	31	61	380	65,52
E – <i>Enforcement</i> e consumatori	3	6	5	5	6	1	4	-	4	8	7	5	54	9,31
S – Procedimenti sanzionatori	7	3	2	2	1	5	8	-	3	5	8	5	49	8,45
C – Contenzioso e arbitrati		1	-	1	2	2	1	1	4	-	2	1	15	2,59
A – Amministrazione	5	6	-	8	1	7	7	-	-	3	-	7	44	7,59
I – Istituzionale	1	2	2	2	3	7	8	-	2	1	4	5	37	6,38
Rds – Ricerca di sistema	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	1	0,17
TOTALE	36	37	41	49	49	73	75	2	36	46	52	84	580	100,00

Fonte: ARERA.

Le macro-aree più rilevanti in termini numerici sono quelle relative alla "Regolazione" – cui sono riconducibili 380 atti, ovvero circa il 65% del totale degli atti adottati dall'Autorità nel corso del 2019 –, quella riguardante le attività di "Enforcement e consumatori" – con 54 atti, pari al 9% della produzione provvedimentoale del 2019 – e quella afferente ai "Procedimenti sanzionatori" – con 49 atti, ovvero circa l'8% del totale –. Meno numerosi i provvedimenti riconducibili all'attività di "Amministrazione", a quella "Istituzionale", al settore "Contenzioso e arbitrati" e alla "Ricerca di sistema".

Di seguito una rappresentazione che mostra un confronto tra i provvedimenti adottati dall'Autorità nel 2018 e quelli adottati nel 2019, suddivisi per macro-aree di intervento.

TAV. 11.3 *Provvedimenti dell'Autorità adottati negli anni 2018 e 2019, suddivisi per macro-aree di intervento*

TIPOLOGIA	2018		2019	
	NUMERO	QUOTA %	NUMERO	QUOTA %
R – Regolazione	419	58,60	380	65,52
E – <i>Enforcement</i> e consumatori	130	18,18	54	9,31
S – Procedimenti sanzionatori	55	7,69	49	8,45
I – Istituzionale	24	3,36	37	6,38
C – Contenzioso e arbitrati	22	3,08	15	2,59
A – Amministrazione	49	6,85	44	7,59
Rds – Ricerca di sistema	16	2,24	1	0,17
TOTALE	715	100,00	580	100,00

Fonte: ARERA.

Più in dettaglio, per quanto concerne gli atti di "Regolazione" – rimandando alle relazioni delle singole Direzioni tecniche per l'individuazione delle materie di maggior interesse sulle quali si è intervenuti –, in termini statistici si segnala un andamento tendenzialmente costante rispetto all'anno precedente, in cui erano stati approvati 419 provvedimenti, il che denota come l'attività di regolazione continui a essere una delle funzioni più rilevanti dell'Autorità.

In particolare, quanto all'ambito più generale dell'energia, sono stati adottati 188 provvedimenti di regolazione nel settore dell'energia elettrica, 99 provvedimenti nel settore del gas, 18 provvedimenti che hanno introdotto una disciplina comune a entrambi i settori e 9 provvedimenti che sono intervenuti in materia di efficienza energetica e fonti rinnovabili.

Quanto all'area ambiente, nel 2019 sono stati assunti 47 provvedimenti di regolazione del sistema idrico integrato, 5 provvedimenti per il settore dei rifiuti e 14 provvedimenti per il settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento.

Sostanzialmente costante è anche il dato relativo ai provvedimenti adottati a conclusione dei procedimenti sanzionatori avviati dall'Autorità, ma bisogna tenere conto, in termini numerici, che, a seguito della separazione tra fase istruttoria e fase decisoria adottata nel 2017, l'avvio dei procedimenti sanzionatori avviene con determina dirigenziale (e non più, come in passato, con provvedimento dell'Autorità) ed è possibile la conclusione dei procedimenti sanzionatori con procedura semplificata senza l'adozione di una delibera dell'Autorità.

Dai dati riportati nella tavola 11.3 emerge nel 2019 un decremento più significativo del numero di provvedimenti riconducibili alla macro-area "Enforcement e consumatori", in cui – rispetto all'anno precedente – si è registrata una riduzione di circa il 58% della produzione provvedimentoale, dovuta essenzialmente all'incremento, nel corso del 2018, di provvedimenti di conferma di provvedimenti prescrittivi nei confronti di utenti del dispacciamento in prelievo e in immissione. Sostanzialmente costante l'attività di decisione sui reclami presentati da operatori contro un gestore di un sistema di trasmissione, di trasporto, di stoccaggio, di un sistema di GNL o di distribuzione, nonché l'attività ispettiva.

Si segnala anche un aumento significativo di atti afferenti al settore "Istituzionale", pari a circa il 54%, dovuto a un incremento dell'attività consultiva svolta dall'Autorità nei confronti di Governo e Parlamento; in particolare, sono stati adottati 37 atti fra pareri, segnalazioni, delibere, memorie e relazioni, con una portata multisettoriale e un impegno congiunto degli Uffici dell'Autorità.

La riduzione più significativa si registra in materia di "Ricerca di sistema", settore in cui nel 2019 è stato adottato un solo provvedimento, riconducibile alla riforma della disciplina della ricerca del sistema elettrico, disposta con il decreto del Ministro dello sviluppo economico 16 aprile 2018, che ha ridefinito le competenze nel settore.

Per l'individuazione dei provvedimenti di maggiore interesse nei diversi ambiti, si rimanda alle relazioni delle Direzioni tecniche competenti.

Comunicazione

La rilevanza delle attività di comunicazione e di informazione, con particolare riferimento alla trasparenza e alla concorrenzialità dei servizi, viene espressamente riconosciuta nella legge istitutiva dell'Autorità (legge 14 novembre 1995, n. 481, recante "Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità"), che all'art. 2, comma 12, lettere i) e l), riporta testualmente: *"ciascuna Autorità (...) i) assicura la più ampia pubblicità delle condizioni dei servizi; (...) presenta annualmente al Parlamento e al Presidente del Consiglio dei ministri una relazione sullo stato dei servizi e sull'attività svolta; (...) l) pubblicizza e diffonde la conoscenza delle condizioni di svolgimento dei servizi al fine di garantire la massima trasparenza, la concorrenzialità dell'offerta e la possibilità di migliori scelte da parte degli utenti intermedi o finali"*.

Sulla base del Regolamento di organizzazione e funzionamento e nuovo assetto organizzativo dell'Autorità, approvato con la delibera 2 febbraio 2018, 57/2018/A, le funzioni assegnate alla Direzione Comunicazione Specialistica e Mass Media (DCSM) sono così riassumibili:

- curare la gestione e lo sviluppo del sito internet istituzionale e della intranet dell'Autorità;
- assicurare l'attività di comunicazione specialistica, anche tramite la predisposizione e la divulgazione, nelle diverse forme, di contributi specialistici sulle iniziative dell'Autorità, da utilizzarsi anche per stampa e *mass media*, al fine di garantire tempestiva e diffusa conoscenza degli obiettivi, dei contenuti e della *ratio* delle azioni dell'Autorità;
- curare l'immagine esterna, l'organizzazione di manifestazioni ed eventi dell'Autorità e monitorare quelli esterni, coordinando la partecipazione della struttura;
- coordinare la predisposizione della *Relazione Annuale*, con il supporto delle altre Unità organizzative;
- coadiuvare le Direzioni competenti nell'approntamento delle schede tecniche semplificate sui provvedimenti;
- curare l'informazione chiara, trasparente e tempestiva dell'Autorità tramite gli organi di informazione specialistici e quelli rivolti al largo pubblico, oltre che attraverso campagne di comunicazione generaliste;
- assistere il Presidente e i Componenti del Collegio nei rapporti con la stampa e i *mass media*.

La definizione degli obiettivi di comunicazione, inoltre, prende spunto in via principale dal Quadro strategico 2019-2021 dell'Autorità. Le attività di comunicazione e informazione sono, infatti, giudicate essenziali nel raggiungimento di alcuni obiettivi strategici (OS) fissati dal Collegio (per un approfondimento sul Quadro strategico si veda il Capitolo 2 del presente Volume).

Il primo semestre 2019 è stato dedicato a una ristretta selezione delle esigenze più urgenti di comunicazione esterna, individuate sulla base di valutazioni condivise con il Collegio e di scadenze già previste all'approvazione della delibera 12 febbraio 2019, 52/2019/A, che ha nominato il nuovo Direttore responsabile della DCSM.

Il secondo semestre 2019 è stato incentrato principalmente sulla valorizzazione degli eventi e della comunicazione giornalistica e sulla predisposizione di strumenti organizzativi e operativi per la DCSM, in grado di garantire un successivo sviluppo omogeneo della comunicazione integrata.

Nella fase di assestamento dell'assetto organizzativo della DCSM, le attività di ideazione, progettazione e realizzazione degli obiettivi prefissati si sono svolte con un approccio integrato e trasversale rispetto alle specifiche funzioni e competenze di ciascuna risorsa della Direzione, consentendo l'emergere di nuove potenzialità.

Nel periodo compreso tra il 1° marzo e il 31 dicembre 2019, quindi, oltre alle attività ordinarie, sono stati individuati e realizzati i seguenti obiettivi e progetti:

- organizzazione dell'evento e della campagna di comunicazione legata alle audizioni per il Quadro strategico, attraverso il supporto alla redazione del documento, la pubblicazione online, la stesura di comunicati e schede stampa;
- con riferimento alla *Relazione Annuale 2019*, redazione e stampa dei volumi, ideazione di una sintesi, *editing* della relazione del Presidente, organizzazione dell'evento di presentazione presso la Camera dei deputati, realizzazione di foto e video della cerimonia, cronaca sui *social media*, oltre alla consueta attività di ufficio stampa;
- presentazione pubblica dei documenti per la consultazione per il primo Metodo tariffario rifiuti e per le regole di trasparenza nel settore ambientale;
- realizzazione di un nuovo *layout* del sito web;
- supporto alla Direzione Relazioni Esterne Istituzionali (DREI) per la redazione delle schede tecniche relative alle delibere dell'Autorità;
- avvio della campagna pubblicitaria sul Portale Offerte e supporto alla clientela e all'utenza attraverso l'apertura di una pagina Facebook;
- ampliamento dell'attività di ufficio stampa mediante l'individuazione di nuovi target giornalistici legati alle nuove competenze (ambiente/rifiuti) e avvio di un progetto di presenza continuativa settimanale presso la radio e la televisione, nei canali Rai;
- valorizzazione delle attività internazionali dell'Autorità, fra cui la partecipazione alle associazioni WAREG (*European Water Regulators*) e MEDREG (*Mediterranean Energy Regulators*), attraverso il supporto alla realizzazione degli eventi e una comunicazione coordinata, che comprende la pubblicizzazione delle attività sui *social network* e la realizzazione di prodotti foto e video (in particolare in occasione del primo "Forum europeo sulla regolazione dei servizi idrici", *1st European Forum on Regulation of Water Services*, per cui si vedano degli approfondimenti sia nel prosieguo di questo paragrafo, alla voce "Eventi e seminari", sia al Capitolo 2 del presente Volume);
- razionalizzazione del monitoraggio e della gestione degli eventi attraverso la creazione di un nuovo *format* per la pianificazione, la promozione, l'organizzazione e le collegate attività di comunicazione;
- rinforzo della presenza dell'Autorità nelle piattaforme dei *social media* e proposizione di una *social media strategy*;
- ideazione del *format* grafico e organizzativo "Fuori dalle Regole", ciclo di eventi progettati dal Collegio e riservati ai dipendenti dell'Autorità;
- rafforzamento del coinvolgimento delle Direzioni dell'Autorità nelle attività di comunicazione.

Campagne tabellari multimediali

Come già ricordato, una trasparente e quanto più possibile esaustiva comunicazione dell'attività di regolazione rientra fra i compiti che la stessa legge istitutiva attribuisce all'Autorità.

Tra gli obiettivi vi è quello di elaborare un'informazione di servizio rivolta al grande pubblico e agli *stakeholder* per far conoscere l'azione dell'Autorità, gli strumenti, i diritti e le tutele previsti dalla regolazione. Su questo indirizzo, anche nel 2019 sono state progettate campagne di comunicazione centrate sulla diffusione della conoscenza degli strumenti che l'Autorità mette a disposizione dei consumatori per muoversi più consapevolmente nei mercati dell'energia. A tale fine, è stata ideata la campagna pubblicitaria sul Portale Offerte, il sito di comparazione delle offerte luce e gas (per un maggiore approfondimento del Portale Offerte si veda il Capitolo 8 del presente Volume), previsto dalla cosiddetta legge concorrenza (legge 4 agosto 2017, n. 124), che ne assegnava la realizzazione all'Autorità e l'implementazione ad Acquirente unico.

Il Portale Offerte (www.ilportaleofferte.it), online da luglio 2018, rappresenta l'unico esempio di sito pubblico indipendente di comparazione tra tutte le offerte commerciali presenti nei mercati italiani dell'energia e ha l'obiettivo di aumentare la consapevolezza del consumatore, accompagnandolo nella scelta del contratto di energia elettrica e gas.

La campagna pubblicitaria, riconducibile agli adempimenti istituzionali di comunicazione sul superamento del regime di tutela del prezzo nei mercati energetici, è stata lanciata a metà del 2019 attraverso una pianificazione multimediale. La progettazione e l'ideazione sono state declinate dall'Agenzia di comunicazione, di cui l'Autorità si è avvalsa a seguito di gara pubblica, nelle modalità ritenute più efficienti per i canali utili al raggiungimento del target e degli obiettivi prefissati.

Anche al fine di contenimento del budget, in questa prima fase è stato attribuito particolare valore all'ambito digitale, organico e sponsorizzato, con una scelta dei *media* – il web e i *social* (pur nel rispetto delle previsioni di legge nella selezione di acquisto dei mezzi, ai sensi del decreto legislativo 31 luglio 2005, n. 177) – più efficaci nel raggiungimento del target di utenti del Portale.

Lo spot pubblicitario, declinato sia nel formato video e audio di 30 secondi che nel formato stampa, è stato veicolato su canali televisivi (canali secondari del digitale terrestre) acquistati con budget dell'Autorità e, da giugno a settembre, negli spazi gratuiti della Rai resi disponibili dal Dipartimento Editoria della Presidenza del Consiglio dei ministri. In totale, negli spazi Rai, radio e TV, lo spot è stato trasmesso oltre 900 volte, nelle altre reti televisive nazionali 137 volte, nelle televisioni locali 288 volte, mentre nelle radio locali, attraverso un intervento di tipo redazionale, sono stati effettuati 1.050 passaggi.

L'ufficio stampa

L'attività istituzionale dell'Autorità è stata accompagnata da una costante azione dell'ufficio stampa, finalizzata a diffondere ai diversi *media*, in modo trasparente e dettagliato, l'attività di regolazione nei settori di competenza. Ciò ha comportato un'azione integrata tra i differenti canali offerti da un panorama della comunicazione sempre più ampio e differenziato. Da un lato, infatti, si è continuato a rivolgere grande attenzione verso gli strumenti più classici e tradizionali, come gli spazi delle testate cartacee, quotidiane e periodiche, della radio e della televisione, e quelli delle testate web, ancora di fondamentale importanza per gli ampi numeri di pubblico generalista raggiunti. Dall'altro lato, l'ufficio stampa ha indirizzato una crescente attenzione ai *social network*, imprimendo un forte impulso e sviluppando i canali *social* dell'Autorità (Twitter, LinkedIn, YouTube), e puntando nel contempo sulla promozione del rinnovato sito istituzionale con un'aggiornata struttura della sezione "Comunicazione e stampa",

che ora comprende le seguenti voci: "Comunicati stampa", "News", "Interviste e interventi", "Schede tecniche", "Eventi", "Gallery" (sulle schede tecniche si veda di seguito il punto dedicato, "Comunicazione tecnica").

Da evidenziare, a partire dagli ultimi mesi del 2019, l'avvio dell'appuntamento fisso settimanale, all'interno del programma di approfondimento di Radio1 "Sportello Italia", di una rubrica *ad hoc* dedicata ai temi della regolazione, con la partecipazione di rappresentanti dell'Autorità.

L'analisi stampa

La *media analysis* stampa 2019 (che ha raccolto gli articoli pubblicati sulla stampa cartacea nel periodo gennaio-dicembre 2019) si è basata sui 3.616 articoli che hanno citato l'Autorità, un numero in aumento del 12% rispetto al 2018. I riscontri valutati con *sentiment* positivo sono prevalenti (1.663), raggiungendo il 46% del totale (anche se in leggero calo rispetto al 49% del 2018), mentre sono sostanzialmente stabili quelli valutati come neutri, saliti al 42% rispetto al 40% del 2018, con il *sentiment* non negativo complessivo (positivi più neutri) che ha raggiunto l'88%, confermando il *trend* dell'anno precedente. La *readership* complessiva, con 993 milioni di contatti, ha registrato un forte aumento (del 22%) rispetto ai 736 milioni di contatti del 2018. Con riferimento alla *readership*, poco più della metà dei contatti (55%) è stata rilevata dalle testate regionali locali e *free press*, il 39% dalla stampa nazionale, il 3% dai periodici e il 3% dalla stampa specializzata e di settore. Per quanto riguarda i settori di interesse dell'Autorità, l'attenzione dei giornalisti della carta stampata vede primeggiare l'elettrico (40% degli articoli) e il gas (29%), seguiti dal settore idrico (21%) e da quello ambientale (10%). Tra gli argomenti trasversali di maggiore visibilità, sono risultati nettamente prevalenti quelli legati al mercato, che hanno raggiunto circa la metà (54%) del totale, in linea con i valori del 2018; le tematiche legate a prezzi/tariffe sono risultate stabili al 34%, mentre quelle riguardanti i diritti dei consumatori si sono fermate al 9%. Infine, l'argomento "poteri e nomine" ha fatto registrare il 3% della visibilità complessiva. Tra gli strumenti di tutela ed *empowerment* del consumatore, la stampa ha trattato maggiormente il tema del bonus elettrico (18%), a seguire quello del bonus gas (17%) e del Portale Offerte (16%). Buona rilevanza ha avuto anche il bonus acqua. Nel 2019, in termini quantitativi (numero di articoli), è la presenza sulle testate regionali a distribuzione gratuita (*free press*) a far registrare il maggiore spazio dedicato all'Autorità con 1.602 articoli, pari al 44% del totale; segue la stampa specializzata con il 42% (1.493 articoli). Gli articoli dei quotidiani nazionali sono stati 484 (il 13%, mentre erano 533 l'anno precedente); calano, infine, gli articoli apparsi sui periodici, che, con 28 rilevazioni (58 nel 2018), rappresentano appena l'1% del totale.

L'analisi radio e televisione

Il primo trimestre 2019 sconta un'attività di comunicazione verso i canali radio e televisione più ridotta dell'anno precedente, in corrispondenza della nomina del nuovo Direttore della Direzione Comunicazione Specialistica e Mass Media, che ha comportato un fisiologico riassetto organizzativo della struttura. I numeri dei mesi successivi, infatti, sono tornati in linea con i dati del 2018, anno che ha visto anche l'avvicendamento del Collegio, con l'inizio della quarta consiliatura nel mese di agosto.

La *media analysis* radio-TV evidenzia, quindi, nel primo trimestre 2019 una flessione (-22% rispetto al 2018) della presenza dell'Autorità sui canali radio e televisivi, determinata sicuramente dai motivi appena accennati. Sono, infatti, 249 le *clip* degli interventi in cui è stata citata direttamente l'Autorità (contro le 320 nel 2018), 168 delle

quali televisive. Guardando all'analisi del secondo semestre 2019 si evidenzia, invece, un notevole aumento (del 70%) rispetto ai primi sei mesi dell'anno: sono, infatti, 157 le *clip* degli interventi in cui è stata citata direttamente l'Autorità (nel primo semestre erano 92), con 105 *clip* video e 52 *clip* audio.

Per quanto riguarda il *sentiment* complessivo del 2019, cioè la percezione dell'intervento, il 53% delle citazioni TV è risultato positivo (l'anno precedente era il 41%), il 25% è risultato neutro e il *sentiment* non negativo complessivo (positivi più neutri) si è attestato al 78%. Nell'insieme, gli ascoltatori raggiunti attraverso gli spazi televisivi (*coverage* complessiva) sono stati 111 milioni, in calo del 12% rispetto ai 127 milioni del 2018. La *media analysis* conferma il maggiore spazio riservato all'Autorità sulle reti del servizio pubblico Rai (il 52% del totale) rispetto alle altre reti private, con la prevalenza di Rai 3 (32%) e Rai 1 (9%), seguite da Rai 2 (7%) e Canale 5 (6%). Per quanto riguarda la radio (81 *clip* di interventi totali) sono Rai-Radio 1 e Radio 24 ad aver citato più spesso l'Autorità. In relazione alla tipologia degli spazi, l'Autorità in TV risulta presente soprattutto nei telegiornali (55% delle citazioni totali) e, a seguire, nei cosiddetti "contenitori" (31%) e nelle rubriche (14%). Al contrario, per la radio le rubriche (61%) prevalgono sui servizi dei notiziari (39%). L'analisi delle tematiche più trattate evidenzia come gli argomenti legati a prezzi e tariffe risultino i più frequenti: il maggior numero di citazioni ha riguardato questa categoria rispetto alle tematiche del mercato, coprendo circa la metà di tutti gli argomenti affrontati in televisione. Per quanto riguarda gli spazi radio, invece, si è verificata la situazione inversa. All'interno dei temi riguardanti i *consumer*, i più visibili in TV sono stati gli spazi dedicati a Portale Offerte, Portale Consumi e Sportello per il consumatore.

I social media

Nel 2019 l'Autorità ha riorganizzato la propria presenza sui *social media*. Attraverso una *social media strategy* sono stati definiti la strategia e gli strumenti per pianificare e coordinare l'attività in modo strutturato, adottando un posizionamento coerente con quanto definito dalle linee di comunicazione e dal Quadro strategico. Nell'ottica di una *social media optimization*, si è adottata una comunicazione differenziata in base alle piattaforme utilizzate (passate da due a quattro), che introducesse una serie di contenuti nuovi, rinnovati anche nella forma, e focalizzati, in particolare, su: informazioni, servizi, attività e iniziative dell'Autorità, regolazione, norme, novità in ambito energetico e ambientale, risposte ai principali interrogativi della comunità. I *social* dell'Autorità hanno, inoltre, contribuito alla diffusione degli interventi e delle partecipazioni del *management* a iniziative in ambito sia nazionale sia internazionale.

Il primo intervento esterno della nuova strategia, applicabile a tutti i canali, è stata l'elaborazione e la pubblicazione di una *social media policy* esterna che, improntandosi all'ascolto e al dialogo con la comunità, ha dichiarato gli intenti della propria comunicazione *social*, le modalità di esecuzione, le garanzie verso gli *user*, il necessario rispetto delle regole da parte della *community* e i tempi e i modi della moderazione.

In secondo luogo, sono stati potenziati gli account già esistenti, cioè Twitter e YouTube. L'*account* Twitter @ARERA_it era stato utilizzato fino al 2018 per diffondere delibere e comunicati durante gli orari d'ufficio nei giorni feriali. Nel 2019 sono state compiute diverse azioni di ottimizzazione, intervenendo sia sulla *bio* dell'*account*, sia sulla grafica del profilo, che viene ora rinnovata e aggiornata con frequenza. È stata, inoltre, impostata una nuova strategia finalizzata a fornire in maniera trasparente e tempestiva – cioè 7 giorni su 7 e lungo tutto l'arco dell'anno – informazioni sui servizi e sulle principali attività e iniziative dell'Autorità, raccontandole con un linguaggio *user friendly*, al fine di agevolare il dialogo con la comunità e migliorare la conoscenza del *brand*;

in quest'ottica, nel 2019 si sono contati circa 550 *tweet* e *retweet* complessivi. A seguito di tali interventi sono migliorate la visibilità dell'*account* dell'Autorità e la risposta dei consumatori: i *follower* sono aumentati di circa il 9%, il tasso di interazione è salito fino al 25%, le visualizzazioni organiche sono aumentate del 30%, con punte mensili fino a 112mila. Gli effetti del maggiore ascolto degli *stakeholder* e del rinnovato approccio a Twitter hanno portato benefici anche esterni al *social*. Sono, per esempio, raddoppiati i *backlink*, cioè i rimandi di altri siti a quello dell'Autorità, segno di una maggiore conoscenza dell'attività dell'Autorità e fiducia nel *brand*. È, inoltre, cresciuto il traffico verso i siti www.arera.it, che ha visto quadruplicare gli utenti unici giornalieri ed emergere molti contenuti, e www.ilportaleofferte.it, che ha raddoppiato le interrogazioni (anche grazie alla campagna pubblicitaria). Infine, attraverso la focalizzazione specifica su target propri di Twitter, come i giornalisti e gli *opinion leader*, che spesso hanno ripreso e pubblicato i contenuti diffusi dall'Autorità, hanno tratto beneficio l'attività di ufficio stampa e il numero di uscite (si vedano per approfondimenti i punti "L'analisi stampa" e "L'analisi web"). Tra gli utenti Twitter, i più attivi in termini di citazioni dell'Autorità sono stati: la stampa specializzata (Staffetta Quotidiana 245, Quotidiano Energia 126, Energia Oltre 79, E-Gazette 37), le associazioni e le aziende (Aiget 63, Consumers' Forum 59, Energia Futura 48, Utilitalia 32, Gruppo Amira 19, Edison 12, Assoambiente 8, Safe 6), i giornalisti e gli esperti del settore.

L'altro canale dell'Autorità già esistente, YouTube, è stato investito dalla fine del 2019 di nuova attenzione e sviluppo, a partire dal fatto che è stato rinominato in senso *user friendly* per garantire una ricerca mirata e rapida (www.youtube.com/c/ARERAAutoritaregolazioneenergiaretiambiente). Sono stati riorganizzati e categorizzati i contenuti già presenti e caricati, ove possibile, nuovi video in alta definizione legati a convegni e seminari dell'Autorità, interventi e interviste web e radiotelevisive e lo spot della campagna del Portale Offerte. Queste e altre azioni hanno cominciato a produrre i primi risultati positivi già dall'inizio del 2020, con un aumento del 30% degli iscritti.

È stata, poi, ampliata la presenza dell'Autorità su nuove piattaforme *social*. Nel maggio 2019 è stata aperta su LinkedIn la pagina aziendale dell'Autorità (www.linkedin.com/company/arera), rivolta prevalentemente a professionisti, imprese, associazioni, istituzioni, enti e mondo accademico. Vengono pubblicati i video dei seminari, le principali delibere, determine e documenti per la consultazione, gli esiti delle riunioni del Collegio, gli appuntamenti e i convegni, i bandi e gli avvisi, i *report*, le schede e gli approfondimenti dedicati, coinvolgendo anche il personale dell'Autorità nella proposizione di temi e nella condivisione dei *post*. L'insieme di queste attività (circa 120 *post* e condivisioni) ha fatto sì che i *follower* organici passassero da zero a 10mila in meno di 8 mesi. Inoltre, l'interazione con i *follower* ha consentito di rispondere in tempo reale a commenti e richieste di chiarimento degli *stakeholder* (utenti, associazioni, aziende), aumentando l'*accountability* del regolatore.

Infine, per la prima volta l'Autorità ha potuto sperimentare il *social* Facebook con una pagina prodotta (www.facebook.com/ilportaleofferte), in concomitanza con la campagna pubblicitaria sul Portale Offerte. La pagina, gestita in collaborazione con un'Agenzia di comunicazione, si è concentrata sul Portale di comparazione e su tematiche contigue, ottenendo una *fanbase* di circa 2.500 utenti.

L'analisi web

Dall'analisi della presenza dell'Autorità sul web (siti, *social network*, blog e forum) nel periodo 1° gennaio 2019-31 dicembre 2019, sono state rilevate 19.930 *mention* dirette dell'Autorità, un valore in aumento del 28% sul 2018,

anno in cui le citazioni finali avevano superato di poco le 15mila unità. Nello specifico, nei dodici mesi dell'anno si è registrata una prevalenza delle citazioni neutre con 19.417 *mention* (il 96% del totale), mentre 352 sono state le citazioni negative e 161 quelle positive. Nel periodo analizzato, il tema elettricità è stato il più citato (9.430 volte, il 34% del totale); seguono il gas con 8.012 citazioni (29%), l'acqua con 3.983 (14%), i temi *corporate* con 3.089 (11%), i rifiuti con 2.012 (7%) e, infine, le fonti rinnovabili con 986 citazioni (5%). La distribuzione delle citazioni per argomento risulta più variegata rispetto ai precedenti *report*, quando soltanto il tema elettricità racchiudeva oltre la metà delle menzioni. Per quanto riguarda il *sentiment* per argomento, l'elettricità e il gas fanno registrare le maggiori *mention* positive, legate alle forti diminuzioni dei prezzi comunicate negli aggiornamenti trimestrali di marzo e dicembre. Un *sentiment* negativo è stato, invece, registrato in merito all'argomento della fine del mercato tutelato. Il tema dei rifiuti, con molto più *engagement* rispetto al 2018, ha ottenuto un *sentiment* positivo con riguardo al bonus TARI, annunciato a ridosso della fine del 2019. Infine, l'argomento dell'acqua ha avuto una *mention* positiva in riferimento al bonus idrico, esteso a dicembre a 200mila nuove famiglie. Sempre in tema di acqua, una *mention* positiva è stata rilevata circa la prescrizione dei maxi-conguagli, ridotta da 5 a 2 anni.

Nel 2019, in termini quantitativi, la presenza dell'Autorità sui siti delle principali testate giornalistiche online è stata quantificata in 1.449 articoli, un valore più che triplicato rispetto ai 432 del 2018. Nel dettaglio, il numero degli articoli pubblicati è il seguente: Agenzia Nova (127), Il Sole 24 Ore (99), Affaritaliani (98), Ansa (73), Repubblica (51), La Stampa (46), Tgcom (42), Corriere.it (41), Il Fatto Quotidiano e Sardegna Oggi (35), OlbiaNotizie (27), MetroNews (25), Il Messaggero (17), Il Giornale (15), Il Tempo e SassariNotizie (11), FanPage (6), Libero Quotidiano e Today (4). Per quanto riguarda siti e blog specializzati delle testate di settore, le citazioni per testata sono state le seguenti: QE (894), Staffetta Quotidiana (484), Termometro Politico (275), Siecon.org (106), QualEnergia (90), Codacons (69), Energia Oltre (61), Borsa Italiana (32), Retefin.it (21), E-Gazette e Sos Tariffe (19), Casa&Clima e Virgilio.it (16), ComparaSemplice (11), Help Consumatori e Consumerismo (10), Utilitalia, Finanza 24h e Business Online (6).

Il nuovo sito web istituzionale

Nel corso del 2019 è stata avviata e portata a termine una revisione del sito web istituzionale dell'Autorità (www.arera.it) con lo scopo di rendere più attuale l'immagine del sito – e, con esso, dell'Autorità stessa – e più funzionale la navigazione. Obiettivo particolare è stato anche evidenziare maggiormente, a partire dalla *home page*, i contenuti dedicati ai consumatori e agli utenti finali dei settori regolati.

Con la consulenza di *visual* e *web designer* è stata completamente rivisitata l'interfaccia del sito, in conformità con le Linee guida di *design* per i servizi digitali della pubblica amministrazione, privilegiando l'inserimento di immagini funzionali alla comunicazione di messaggi o informazioni agli utenti. Particolare attenzione è stata prestata all'usabilità, per rendere più evidente il percorso per la ricerca di un'informazione o di un servizio.

Nel dettaglio, è stata completamente riprogettata la *home page*, prevedendo uno sviluppo verticale che ne alleggerisce e semplifica la visualizzazione e allo stesso tempo evidenzia i contenuti più rilevanti. Nella parte superiore della *home* è stato previsto uno *slider* che può contenere sia immagini fotografiche di richiamo, sia *banner* dedicati all'evidenziazione di particolari contenuti, quali eventi importanti o materiali di rilievo. Sempre allo scopo di rendere più efficace la navigazione, sono stati introdotti *banner*, immagini e grafiche che rendono più immediato l'accesso ai servizi dedicati a consumatori e utenti finali.

Due nuove sezioni, con una particolare visualizzazione d'impatto che utilizza anche immagini fotografiche, hanno lo scopo di informare con puntualità e completezza sulle attività dell'Autorità non strettamente legate alla produzione di provvedimenti, come quelle relative alla partecipazione a convegni, seminari, incontri o altri appuntamenti, siano essi organizzati direttamente da ARERA o da altri. Sempre nell'ottica di dare maggiore spazio alla comunicazione per immagini, nella sezione "Comunicazione e stampa" è stata inserita la voce "Gallery", che raccoglie le immagini fotografiche dei principali eventi organizzati dall'Autorità o a cui l'Autorità ha partecipato.

Particolare cura è stata riservata alle sezioni dedicate ai consumatori, che sono state organizzate con l'utilizzo di icone e altri espedienti grafici che rendono più evidente ed esplicito l'accesso ai servizi dedicati e ai temi di maggiore interesse per gli utenti.

Il sito dell'Autorità, nel corso del 2019, è stato visitato da circa 1,7 milioni di utenti unici, che hanno effettuato 3,8 milioni di sessioni, con quasi 15 milioni di pagine visitate. Più della metà degli utenti accede al sito con frequenza, con sessioni anche quotidiane, mentre un'altra metà è costituita da visitatori occasionali, che accedono prevalentemente da un motore di ricerca o da link presenti sui siti e blog di *stakeholder* o giornalistici. La maggior parte degli utenti (l'80% circa) utilizza dispositivi *desktop*.

Le sezioni del sito che risultano più visitate sono quelle che permettono la ricerca degli operatori dei settori regolati su base territoriale o per ragione sociale (circa il 25% delle visualizzazioni di pagina totali) e quelle dedicate ai provvedimenti dell'Autorità. Le visite di consumatori e utenti finali si concentrano sulle pagine relative ai bonus elettricità, gas e acqua e agli altri servizi dedicati, quali il Portale Offerte e lo Sportello per il consumatore energia e ambiente. Circa un milione di visualizzazioni riguarda il mini-sito "Atlante per il consumatore" (www.autorita.energia.it/atlante), che fornisce informazioni sotto forma di domande/risposte ai consumatori e agli utenti dei settori dell'energia elettrica, del gas e dell'acqua, mentre 130mila sono gli utenti del sito "Come leggere la bolletta" sulla Bolletta 2.0 (bolletta.arera.it/bolletta20) (dati Google Analytics).

Eventi e seminari

Gli eventi dell'Autorità costituiscono un efficace strumento di ausilio alla diffusione della conoscenza delle funzioni e dei compiti istituzionali dell'Autorità e alla divulgazione delle tematiche di maggiore rilievo. Per eventi si intendono convegni, seminari, *workshop*, tavoli di lavoro, incontri con gli *stakeholder*, nonché le audizioni periodiche e la presentazione della *Relazione Annuale* dell'Autorità alle due Camere parlamentari e al Governo. In queste occasioni la Direzione Comunicazione Specialistica e Mass Media gestisce gli aspetti organizzativi e logistici e assicura il corretto svolgimento dell'evento, curandone il *format*, le operazioni di iscrizione, il cerimoniale, i prodotti promozionali, editoriali e multimediali collegati. Inoltre, il supporto della Direzione Comunicazione si concretizza nelle attività di diffusione e promozione precedenti, contestuali e conseguenti a ogni evento, attraverso azioni dell'ufficio stampa, prodotti foto e video, iniziative di pubblicazione, approfondimento e dibattito sui *media* di maggiore interesse per gli *stakeholder* dell'Autorità, come illustrato nei precedenti sottoparagrafi che analizzano nello specifico le strategie sui singoli *media*.

Di seguito si riportano i principali eventi organizzati e promossi dall'Autorità nel corso del 2019:

- il seminario "Stato e prospettive della regolazione del settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento" (Milano, 13 febbraio), rivolto agli operatori del settore e alle associazioni dei consumatori (per un approfondimento sull'evento si veda il corrispondente capitolo della *Relazione Annuale 2019*);
- il convegno "Monitoraggio *retail*: uno strumento per l'evoluzione del mercato" (Milano, 20 febbraio), in occasione del quale sono stati presentati i dati completi relativi al 2017 e sono state fornite alcune anticipazioni del monitoraggio 2018. Durante la giornata è stata, inoltre, illustrata un'indagine sulla liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e del gas realizzata da Research Hub per conto dell'Autorità (per maggiori dettagli sul convegno si veda l'approfondimento al corrispondente capitolo della *Relazione Annuale 2019*);
- le audizioni periodiche (Roma, 8 e 9 maggio) finalizzate alla raccolta di osservazioni e proposte da parte degli *stakeholder* sul documento per la consultazione 9 aprile 2019, 139/2019/A, recante il Quadro strategico 2019-2021 (per un approfondimento sulle audizioni periodiche dell'8 e 9 maggio si veda il Capitolo 2 del presente Volume);
- il seminario "Presentazione dei risultati del monitoraggio delle prestazioni di comunicazione PLC tra misuratori 2G e dispositivi di utenza" (Milano, 22 maggio). All'evento hanno partecipato il Comitato elettrotecnico italiano (CEI), Ricerca sul sistema energetico (RSE), e-distribuzione e le società che hanno preso parte al monitoraggio (costruttori di dispositivi e operatori commerciali), con l'obiettivo di intavolare una discussione tecnica alla luce dei risultati del monitoraggio. Gli elementi raccolti sono stati considerati dall'Autorità per la conclusione del procedimento avviato con la delibera 28 aprile 2017, 289/2017/R/eel e del successivo documento per la consultazione 11 aprile 2018, 245/2018/R/eel, corredato di un allegato frutto del Gruppo di lavoro con l'Autorità garante per le comunicazioni (Agcom);
- il convegno "La povertà energetica in Italia: come misurarla e come combatterla? Presentazione del 1° Rapporto dell'Osservatorio italiano sulla povertà energetica (OIPE)" (Milano, 4 giugno), ospitato dall'Autorità, che ne ha coadiuvato l'organizzazione;
- il "Forum della regolazione dell'energia elettrica" (Firenze, 17-18 giugno), giunto alla sua XXXIV edizione e organizzato dalla Commissione europea con il supporto dell'Autorità. L'evento, a cadenza annuale, è di rilievo per l'integrazione dei mercati energetici a livello europeo e prevede mediamente la partecipazione di circa oltre un centinaio di rappresentanti delle seguenti istituzioni: Commissione europea, ministeri competenti degli stati membri dell'UE, autorità di regolazione nazionali dell'energia, associazioni di categoria a livello europeo;
- il seminario "MiFID II e il regime regolatorio applicabile alle imprese energetiche: recenti sviluppi" (Milano, 25 giugno). Il seminario, divulgativo e rivolto agli operatori, ha illustrato gli impatti sul settore energetico derivanti dall'evoluzione della normativa finanziaria introdotta dalla direttiva MiFID II (direttiva 2014/65/UE, *Markets in Financial Instruments Directive*), anche con riguardo all'interazione con il REMIT (regolamento UE n. 1227/2011 sull'integrità e la trasparenza dei mercati energetici all'ingrosso), mostrando l'analisi di casi pratici e offrendo una valutazione degli effetti della *Brexit* in questo specifico settore. Al seminario hanno partecipato la Consob, il regolatore inglese (OFGEM) e lo studio legale Paul Hasting;
- l'incontro "Consultazione sul Piano di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale" (Milano, 26 giugno), finalizzato alla presentazione e all'approfondimento di specifici aspetti dello schema di Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione, nell'ambito della procedura di consultazione. Hanno partecipato in qualità di relatori Terna, RSE, Ref-E, il Politecnico di Milano e l'Università degli Studi di Cagliari;
- il seminario "Rifiuti: le tariffe, la trasparenza, i tempi" (Roma, 11 settembre). L'evento ha rappresentato un momento fondamentale di *accountability* da parte dell'Autorità verso i nuovi *stakeholder* all'avvio della regolazione del settore dei rifiuti. Con questa convocazione presso il centro congressi Roma Eventi – Piazza di Spagna, l'Autorità ha inteso, infatti, condividere e approfondire, anche attraverso una sessione Q&A

(*question & answer*), gli orientamenti in materia di metodologia tariffaria e di obblighi di trasparenza verso gli utenti. L'adesione è stata molto elevata (più di 700 iscritti) da parte di tutti gli attori coinvolti nella *governance* del settore, quali enti locali, enti d'ambito, gestori e associazioni di imprese;

- il seminario "Risultati progetti pilota per sperimentazione *smart metering* multiservizio" (Milano, 18 settembre). Nel seminario sono stati illustrati i risultati dei sei progetti pilota ammessi alla sperimentazione *smart metering* multiservizio, avviata con la delibera 19 settembre 2013, 393/2013/R/gas, con riferimento particolare al servizio di misura del gas naturale e ad altri servizi di pubblica utilità rientranti nelle competenze regolatorie dell'Autorità, nonché ad ulteriori servizi non regolati, ma comunque di interesse pubblico. Al seminario hanno partecipato con proprie relazioni gli operatori che hanno realizzato i progetti e Utilitalia;
- il seminario "Stato di utilizzo e integrazione delle fonti rinnovabili e orientamento complessivo ai fini del TIDE (Testo integrato del dispacciamento elettrico)" (Milano, 23 settembre). L'incontro ha inteso illustrare i principali elementi di novità contenuti nella Relazione recante lo stato di utilizzo e di integrazione delle fonti rinnovabili e della generazione distribuita nel sistema elettrico e condividere gli elementi alla base del documento per la consultazione recante gli orientamenti complessivi dell'Autorità ai fini del TIDE;
- la X Giornata di studio degli affari giuridici dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, sul tema "Regolazione del servizio idrico integrato: un'analisi intersettoriale" (Milano, 25 novembre). Va ricordato che la finalità delle Giornate di studio degli affari giuridici è approfondire alcune tematiche giuridiche, mettendo a confronto approcci metodologici e scientifici diversi, applicati in differenti ambiti disciplinari di ricerca, quali il diritto amministrativo, il diritto civile e commerciale, il diritto antitrust, l'economia politica ecc.; le Giornate di studio prevedono come relatori studiosi di estrazioni scientifiche diverse e si rivolgono a tutti coloro che, a diverso titolo, operano nel settore dell'energia e dell'ambiente. Il presente evento ha previsto, in particolare, la partecipazione in qualità di relatori di giuristi del mondo accademico;
- *WAREG General Assembly e 1st European Forum on Regulation of Water Services (EFRWS)* (Roma, 2-3 dicembre). L'evento, organizzato dal WAREG con la collaborazione dell'Autorità, che ne detiene la presidenza, ha previsto, per il primo giorno, lo svolgimento della *General Assembly* del WAREG, riservata ai soci, ospitata per l'occasione presso la prestigiosa cornice istituzionale della Sala delle Conferenze internazionali del Ministero degli affari esteri e della cooperazione internazionale. La seconda giornata è stata dedicata al primo Forum europeo dei regolatori idrici, che si è tenuto presso il centro congressi Roma Eventi – Fontana di Trevi e ha visto l'alternarsi di tavoli paralleli di lavoro su singoli temi a sessioni plenarie con ospiti nazionali e internazionali di spicco del settore (regolatori, istituzioni europee e finanziarie, organizzazioni internazionali, accademici). Per gli ospiti dell'evento sono stati, inoltre, organizzati eventi sociali.

Oltre alle attività appena segnalate, è opportuno ricordare, come accennato *supra*, che la Direzione Comunicazione è incaricata di gestire l'organizzazione dell'evento istituzionale di maggiore rilievo per l'Autorità, ovvero la cerimonia per la presentazione, al Parlamento e Governo, della *Relazione Annuale* sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, che nel 2019 si è tenuta il 4 luglio presso la Sala della Regina della Camera dei deputati. La complessità dell'evento comporta attività di gestione logistica, di cerimoniale, di ufficio stampa, di registrazione sia video sia fotografica. Occorre, infine, ricordare come anche l'*editing*, l'impaginazione e la veste grafica dei due volumi di cui si compone la *Relazione Annuale* siano curate dalla stessa Direzione. Lo scorso anno è stata realizzata e distribuita anche una sintesi dei volumi.

Comunicazione tecnica

È interesse dell’Autorità riuscire a comunicare correttamente e in modo tempestivo i contenuti dei propri provvedimenti, che sono spesso caratterizzati da elevati tecnicismi. A tale scopo, a partire dall’anno 2014, l’Autorità pubblica sul proprio sito internet – contestualmente alle principali delibere – le cosiddette “schede tecniche”. Si tratta di documenti divulgativi, che utilizzano un linguaggio semplificato, seppur rigoroso, tale da permettere una corretta comprensione, anche da parte di un pubblico non specializzato, dei principali provvedimenti adottati in tema di energia e di ambiente. Sono esclusi i provvedimenti relativi ai procedimenti individuali, agli atti amministrativi di rilievo interno all’Autorità, agli atti consultivi nei confronti del Parlamento e del Governo.

Le schede tecniche, redatte dalla Direzione Relazioni Esterne e Istituzionali in coordinamento con la Direzione Comunicazione Specialistica e Mass Media, hanno complessivamente raggiunto il numero di 47 e hanno riguardato prevalentemente il settore del gas (16), dell’energia elettrica (13), dell’acqua (8), del telecalore (3) e altri temi intersettoriali (7). Tra i principali fruitori delle schede tecniche si annoverano i giornalisti; ciò dimostra come tale strumento rappresenti un utile ausilio anche per la stampa specializzata di settore.

“Fuori dalle Regole”

È interessante accennare anche a una recente iniziativa di comunicazione interna dell’Autorità, il ciclo di conferenze “Fuori dalle Regole”, gestito dalla Direzione Legale e Atti del Collegio, in collaborazione con la Direzione Comunicazione Specialistica e Mass Media.

L’iniziativa consiste nell’offrire ai dipendenti dell’Autorità brevi momenti informali di arricchimento culturale e scientifico su argomenti di varia natura attraverso la narrazione di ospiti di rilievo.

Il ciclo è stato avviato nel 2019 con l’organizzazione delle prime tre conferenze.

Biblioteca

L’Autorità, fin dalla sua istituzione, ha deciso di dotarsi di una biblioteca specializzata nei settori oggetto della sua attività. Di anno in anno è cresciuta la dotazione di volumi, periodici, banche dati, che consta attualmente di 4.970 titoli, comprensivi di monografie, periodici e letteratura varia. Sono, inoltre, consultabili circa 106 riviste cartacee e online, di carattere giuridico-economico, tutte attinenti ai campi di attività dell’Autorità.

Nel corso del 2019 è stata ulteriormente accresciuta la dotazione documentale in formato elettronico (mediante piattaforme online ed *e-book*), che permette di ottenere, oltre a un risparmio di costi, anche una maggiore fruibilità interna. A tale fine, sono stati organizzati alcuni momenti di formazione per i dipendenti, per un migliore utilizzo delle banche dati economiche, statistiche e giuridiche.

La biblioteca è collegata al circuito ESSPER, il quale offre un servizio di *document delivery* che permette di migliorare la consultazione del patrimonio documentario, con una banca dati di spoglio di periodici che comprende oltre 1.060 titoli italiani.

Organizzazione

Non ha conosciuto modificazioni di rilievo, nel corso del 2019, la struttura organizzativa dell'Autorità, che, nel 2018, era stata rivisitata per tenere conto dei nuovi compiti di regolazione e controllo conferiti con riferimento al settore del ciclo dei rifiuti urbani e assimilati.

Il modello organizzativo prevede tre macro-strutture (Segretariato generale, Divisione Energia, Divisione Ambiente) e, all'interno di queste, le Direzioni (a loro volta articolate in Unità) e gli Uffici speciali. Nell'ambito della Divisione Ambiente, è stata istituita una Direzione dedicata al Ciclo dei Rifiuti Urbani e Assimilati. Alle strutture permanenti si affiancano strutture organizzative temporanee collegate alla realizzazione di specifici programmi o progetti o con funzioni di raccordo fra più strutture.

Risorse umane

L'Autorità può contare su una dotazione organica di 185 unità di personale di ruolo. Negli anni passati è stato, inoltre, possibile attivare sino a 60 contratti a tempo determinato. Alla fine del 2019 i dipendenti di ruolo erano 166 (18 dei quali dirigenti), mentre 59 dipendenti erano assunti con un contratto a tempo determinato; 14 erano, inoltre, le unità acquisite in comando, distacco o fuori ruolo da altre amministrazioni pubbliche. L'Autorità può contare anche sulla collaborazione di personale dalla Guardia di Finanza aggregato, per le verifiche ispettive, nell'ambito di uno specifico Protocollo d'intesa. Il personale dipendente ha un'età media di poco superiore ai 45 anni; oltre l'85% è laureato.

TAV. 11.4 *Personale di ruolo dell'Autorità al 31 dicembre 2019*

CARRIERA	NUMERO DI UNITÀ
Dirigenti	18
Funzionari	104
Operativi	42
Esecutivi	2
TOTALE	166

Fonte: ARERA.

TAV. 11.5 *Composizione del personale al 31 dicembre 2019 per tipo di contratto e qualifica*

QUALIFICHE	RUOLO	TEMPO DETERMINATO	COMANDI, DISTACCHI E FUORI RUOLO
Dirigenti	18	6 ^(A)	2
Funzionari	104	49	10
Operativi	42	4	1
Esecutivi	2	0	1
TOTALE	166	59^(A)	14

(A) È conteggiato anche un dirigente in aspettativa.

Fonte: ARERA.

Nella tavola 11.6 viene riportata la retribuzione annua lorda, in euro, con riferimento al livello base di ciascuna qualifica. Le tabelle stipendiali sono aggiornate al 1° gennaio 2019 sulla base del trattamento dell’Autorità garante della concorrenza e del mercato. L’Autorità applica ai componenti del Collegio e ai dirigenti apicali, a decorrere dal 1° maggio 2014, il tetto massimo retributivo di 240.000 euro annui, al lordo dei contributi e degli oneri fiscali a carico del dipendente.

TAV. 11.6 *Retribuzione annua lorda (in euro) per carriera e grado al 31 dicembre 2018*

DIRIGENTI		FUNZIONARI		IMPIEGATI		ESECUTIVI	
Direttore generale	205.410,75	Primo funzionario	111.742,96	Impiegato	62.155,90	–	–
Direttore centrale	183.343,33	Funzionario I	87.180,48	Coadiutore	52.328,10	Commesso capo	47.581,11
Direttore	146.713,44	Funzionario II	68.691,15	Aggiunto	40.968,88	Commesso	36.089,77
Direttore aggiunto	131.502,99	Funzionario III	58.758,00	Applicato	36.756,95	–	–

Fonte: ARERA.

Nel corso del 2019, è stata avviata una prima ricognizione dei fabbisogni aggiuntivi di personale con l’obiettivo di verificarne la compatibilità con le possibilità aperte dal lato degli strumenti di acquisizione delle risorse. La forte tensione sulle risorse, registrata non solo in relazione ai compiti di recente assegnati all’Autorità, ma in generale anche con riferimento alle attività più tradizionali, ha spinto innanzitutto a percorrere vie di rafforzamento flessibili e rapide, tra le quali i comandi da altre pubbliche amministrazioni, mentre, d’altro canto, si preparavano le procedure concorsuali per consolidare la nuova Direzione Ciclo dei Rifiuti Urbani e Assimilati. È stato, invece, progressivamente ridotto nel corso dell’anno il ricorso ad altre forme di flessibilità, quali le collaborazioni coordinate e continuative e/o le prestazioni occasionali. Sul medesimo versante, si deve menzionare anche la definizione delle regole di attuazione della facoltà prevista dalle norme di acquisire la collaborazione di “esperti”.

L’avvio della procedura di stabilizzazione prevista dalla legge 30 dicembre 2018, n. 145 (c.d. legge di bilancio 2019) è stato ritenuto un passaggio chiave al fine di incrementare la dotazione di ruolo e progressivamente ricostruire la possibilità di fare ricorso, per esigenze di flessibilità, a una piccola riserva di rapporti a tempo determinato: la legge, infatti, nel disporre che l’Autorità immettesse nei ruoli per stabilizzazione il proprio personale a tempo determinato in possesso di determinati requisiti, aveva anche previsto la ricostituzione, sia pure per un numero ridotto di unità, di un nuovo contingente di contratti a tempo determinato (20 unità). Nell’ultima parte del 2019 sono state, quindi, avviate le attività propedeutiche all’anzidetto processo di stabilizzazione.

La nuova fase del confronto con le organizzazioni sindacali ha consentito di conseguire primi risultati utili, anche al fine di riavviare il confronto sui temi di maggiore interesse, quali l’irrobustimento dei processi valutativi e la revisione del trattamento accessorio. Di sicuro rilievo è risultato l’accordo, concluso nel novembre del 2019, con cui è stata aggiornata la disciplina del telelavoro. L’accordo ha ampliato la platea dei potenziali utilizzatori ed elevato i limiti di utilizzo possibile. Insieme all’investimento sulla strumentazione informatica, il consolidamento della regolazione dell’istituto ha consentito di affrontare, poi, la fase di emergenza, nei primi mesi del 2020, con una piena continuità amministrativa.

L'Autorità collabora con diverse Università per la realizzazione di attività di comune interesse legate alla didattica, alla formazione e alla ricerca nei settori dell'energia elettrica, del gas, dell'acqua, del teleriscaldamento e del teleraffrescamento, nonché del ciclo dei rifiuti. Sono 15 le convenzioni attive con le Università e, in questo quadro, 11 gli assegni di ricerca finanziati nel 2019.

Gestione economico-finanziaria

L'Autorità utilizza un sistema contabile integrato: alla contabilità finanziaria di tipo pubblicistico e autorizzatorio si collega una contabilità analitica ed economico-patrimoniale, che supporta la programmazione finanziaria e consente la gestione delle risorse assegnate ai centri di responsabilità (Segretariato generale, Divisioni, Direzioni e Uffici speciali). L'esercizio finanziario trae origine da un bilancio annuale di previsione e si conclude con il rendiconto dell'esercizio.

TAV. 11.7 Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto (in milioni di euro, al netto delle partite di giro)

	2018	2019
ENTRATE DELLA GESTIONE	75,51	73,67
Contributo a carico dei soggetti regolati	73,76	71,87
Altre entrate	1,75	1,80
SPESE DELLA GESTIONE	(58,34)	(56,59)
Spese correnti	(57,44)	(56,14)
– Personale in servizio (retribuzioni lorde, contributi carico ente, mensa ecc.)	(34,77)	(35,13)
– Imposte e tasse a carico dell'ente	(2,26)	(2,24)
– Acquisto di beni e servizi	(12,90)	(11,66)
– Rimborsi e poste correttive delle entrate	(1,00)	(1,31)
– Altre spese correnti	(0,51)	(0,73)
Trasferimenti al bilancio dello Stato e ad altre pubbliche amministrazioni	(5,99)	(5,07)
Spese in conto capitale	(0,91)	(0,45)
Variazione dei residui attivi	(0,06)	(0,01)
Variazione dei residui passivi	1,29	0,44
AVANZO DELL'ESERCIZIO	18,40	17,51

Fonte: ARERA.

L'Autorità si è rigorosamente attenuta alle disposizioni in materia di riduzioni della spesa poste a carico di determinate amministrazioni pubbliche (si vedano il decreto legge 31 maggio 2010, n. 78, come convertito dalla legge 30 luglio 2010, n. 122; il decreto legge 6 luglio 2012, n. 95, come convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 135; il decreto legge 24 aprile 2014, n. 66, come convertito dalla legge 23 giugno 2014, n. 89; il decreto legge 24 giugno 2014, n. 90, come convertito dalla legge 11 agosto 2014, n. 114). Nel corso dell'esercizio 2019, la somma versata al bilancio dello Stato è risultata di circa 5 milioni di euro.

L'Autorità non grava, in modo diretto o indiretto, sul bilancio dello Stato. Ai suoi oneri di funzionamento si provvede mediante un contributo versato dai soggetti operanti nei settori regolati. Tale contributo, in base alla legge istitutiva, può raggiungere al massimo l'1% dei ricavi. L'Autorità ogni anno propone alla Presidenza del Consiglio dei ministri lo spettro delle aliquote contributive relative all'anno in corso. Per l'anno 2019, su proposta dell'Autorità, è stata, quindi, ridotta l'aliquota contributiva a carico dei soggetti regolati per il settore dell'energia elettrica e del gas (fissata allo 0,32% dei ricavi, rispetto allo 0,33% dell'esercizio 2018, a parità di un contributo aggiuntivo pari allo 0,02% dei ricavi richiesto ai soggetti che svolgono attività infrastrutturali a tariffa). È rimasta, invece, invariata l'aliquota dei soggetti regolati per il settore idrico, che era già più contenuta (0,27%), mentre l'aliquota per i soggetti regolati del settore dei rifiuti (anche ai fini dell'annualità 2018) è stata determinata per la prima volta (nello 0,30%).

Nel 2019 il gettito derivante dal versamento del contributo, confrontato con l'esercizio precedente, ha subito una diminuzione di circa 1,88 milioni di euro. Nell'esercizio 2018 erano state, peraltro, accertate consistenti entrate straordinarie in virtù di una specifica attività di recupero nei confronti di soggetti che non avevano ottemperato, in tutto o in parte, al versamento per uno o più esercizi precedenti.

La principale voce sul versante delle uscite dell'Autorità è naturalmente rappresentata dalle spese per il personale, che hanno raggiunto, nel 2019, i 35,13 milioni di euro.

Le indennità percepite dai Componenti del Collegio – che, come quelle degli Organi di vertice di altre autorità amministrative indipendenti, hanno carattere omnicomprensivo – sono determinate ai sensi dell'art. 23-ter del decreto legge 6 dicembre 2011, n. 201, come convertito dalla legge 22 dicembre 2011, n. 214, dal successivo decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 23 marzo 2012, e, da ultimo, dall'art. 13 del decreto legge 24 aprile 2014, n. 66, come convertito dalla legge 23 giugno 2014, n. 89.

L'Autorità esternalizza alcuni servizi strumentali, mediante le ordinarie procedure di affidamento previste dalla vigente normativa in materia. Le procedure sono espletate utilizzando gli strumenti di negoziazione messi a disposizione da Consip e da ARCA – Regione Lombardia (attraverso la piattaforma telematica di *e-procurement* SINTEL). L'Autorità si avvale, inoltre, di collaborazioni previste dalle norme e dai regolamenti (Collegio dei revisori, Nucleo di valutazione, Consiglieri giuridici). La spesa complessiva per l'acquisto di beni e servizi è risultata, anche per l'esercizio 2019, in decisa diminuzione.

Le spese in conto capitale (0,45 milioni di euro) sono state sostenute per l'acquisto di attrezzature informatiche, impianti, materiale bibliografico e per lavori relativi alla nuova sede di Milano, acquistata nel 2015 sulla base di quanto consentito dall'art. 22 del decreto legge 24 giugno 2014, n. 90, come convertito dalla legge 11 agosto 2014, n. 114. L'Autorità non è proprietaria di alcun tipo di autoveicolo.

A valle della determinazione dell'avanzo di esercizio, e utilizzando una quota parte degli avanzi degli esercizi precedenti, si è provveduto a vincolarne una parte per il trattamento di quiescenza del personale dipendente (0,22 milioni) e ad accantonarne una quota ulteriore (10 milioni) per il Fondo di compensazione delle entrate (istituito ai sensi dell'art. 6 del Regolamento di contabilità), per i lavori di ristrutturazione dell'immobile di proprietà di Milano (16,55 milioni) e per rischi e oneri (4,8 milioni). L'avanzo libero per l'esercizio 2019 è stato pertanto determinato in 1,19 milioni di euro.

Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente

Relazione annuale sullo stato dei servizi
e sull'attività svolta

Redazione

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Comunicazione Specialistica e Mass Media

Piazza Cavour 5, 20121 Milano
Tel. 02 655 651
e-mail: info@arera.it

Maggioli Editore

Impaginazione e grafica

AB Comunicazioni

Stampa

Maggioli Editore



