



ARERA

Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente



**RELAZIONE
ANNUALE**

**ATTIVITÀ
SVOLTA
2022**

VOLUME 2



ARERA

Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente



**RELAZIONE
ANNUALE**

**ATTIVITÀ
SVOLTA
2022**

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. 13

Evoluzione della legislazione europea

» 14

- Normativa eurounitaria nei settori dell'energia

» 14

- Normativa eurounitaria nei settori dell'ambiente

» 19

Evoluzione della legislazione italiana

» 22

Capitolo 2

Rapporti istituzionali e accountability • Intersettoriale

» 35

Coordinamento internazionale

» 36

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

» 36

- Rapporti e iniziative con paesi non appartenenti all'Unione europea

» 39

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

» 46

- Segnalazioni

» 46

- Audizioni presso il Parlamento

» 50

- Pareri e proposte al Governo

» 68

- Rapporti con altre istituzioni ed enti

» 74

Accountability, trasparenza e anticorruzione

» 78

Quadro strategico 2022-2025 e rendicontazione del Quadro strategico 2019-2021

» 81

- Quadro strategico 2022-2025

» 81

Capitolo 3

Regolazione nel settore dell'energia elettrica • Settoriale

» 85

Regolazione delle reti e del sistema elettrico

» 86

- Servizio di dispacciamento

» 86

- Servizio di trasporto e distribuzione

» 91

- Adeguatezza della capacità e sicurezza del sistema

» 101

- Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

» 117

- Regolazione *output-based* dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica

» 117

- Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

» 121

- Oneri generali di sistema per il settore elettrico

» 127

- Oneri in capo al conto A_{SOS}

» 135

Regolamenti europei e Piani comunitari di sviluppo della rete

» 137

- Integrazione del mercato all'ingrosso e implementazione dei regolamenti europei

» 137

- Investimenti in nuove infrastrutture di trasmissione

» 149

Tutela dell'ambiente e innovazione	pag. 151
• Iniziative a sostegno della transizione energetica	» 151
• Progetti pilota e sperimentazioni	» 157

Capitolo 4

Regolazione nel settore del gas naturale • Settoriale	» 159
--	-------

Regolazione delle reti e del sistema gas	» 160
• Servizi di bilanciamento	» 160
• Servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione	» 161
• Misure per la sicurezza del sistema	» 168
• Monitoraggio dei mercati all'ingrosso	» 168
• Qualità dei servizi di trasporto, distribuzione e stoccaggio	» 169
• Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti	» 171
Piani decennali di sviluppo delle reti	» 186
Gare per ambito di concessione del servizio di distribuzione	» 186

Capitolo 5

Aspetti comuni della regolazione infrastrutturale nei settori dell'energia elettrica e del gas • Settoriale	» 193
--	-------

Metodi e criteri di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale (ROSS-base)	» 194
Determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito nel secondo periodo di regolazione (II PWACC)	» 198
Regolazione dell'<i>unbundling</i>	» 199

Capitolo 6

Regolazione nel servizio idrico • Settoriale	» 203
---	-------

Assetti locali e rapporti istituzionali	» 204
• Monitoraggio e <i>governance</i> degli assetti locali	» 204
• Collaborazione con altre istituzioni	» 205
Regole e controlli per l'aggiornamento biennale 2022-2023 delle predisposizioni tariffarie	» 212
• Riesame di alcuni criteri per l'aggiornamento alla luce dello straordinario aumento dei costi energetici	» 212
• Contenuti minimi delle proposte di aggiornamento	» 214
• Verifica degli schemi regolatori	» 216
Ulteriori misure a sostegno del finanziamento delle infrastrutture idriche	» 218
• Contributo all'implementazione del PNRR e del REACT-EU	» 218
Regolazione dei rapporti tra operatori e utenti	» 225

Capitolo 7

Regolazione nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento • Settoriale

pag. 231

Indagine conoscitiva sui prezzi e sui costi del servizio di teleriscaldamento	» 232
Definizione delle modalità di recesso semplificato	» 234
Disposizioni in materia di requisiti minimi dei misuratori	» 235
Valutazione delle istanze di esclusione	» 236
Monitoraggio del settore	» 236

Capitolo 8

Ciclo dei rifiuti urbani e assimilati • Settoriale

» 239

Assetti locali e rapporti istituzionali	» 241
• Monitoraggio e <i>governance</i> degli assetti locali	» 241
• Collaborazione con altre istituzioni	» 242
Tariffe	» 247
• Aspetti applicativi del Metodo tariffario rifiuti per il secondo periodo regolatorio MTR-2	» 247
• Approvazioni tariffarie ai sensi del Metodo tariffario rifiuti	» 248
• Meccanismi di garanzia	» 251
• Sistemi di perequazione nel settore dei rifiuti urbani	» 253
Qualità del servizio e schema di contratto tipo	» 255
• Schema tipo di contratto di servizio e schema tipo di bando di gara	» 255
• Standard tecnici e qualitativi dell'attività di smaltimento e recupero	» 256

Capitolo 9

Mercati retail • Intersettoriale

» 259

Servizi di tutela e di ultima istanza	» 260
• Mercato elettrico: servizi di maggior tutela e di ultima istanza	» 260
• Mercato del gas: servizi di tutela, ultima istanza e <i>default</i>	» 269
Strumenti a disposizione dei clienti finali	» 274
• Portale Offerte luce e gas	» 274
• Offerte PLACET	» 277
• Portale Consumi	» 278
• Iniziative di informazione per il superamento delle tutele di prezzo	» 279
• Rafforzamento e adeguamento del Codice di condotta commerciale	» 280
• Aggiornamento della Bolletta 2.0	» 281
• L'assicurazione a favore dei clienti finali del servizio del gas	» 283
• Elenco dei venditori di energia elettrica	» 284
Regolazione del mercato elettrico e del gas	» 285
• Morosità e disciplina del sistema indennitario	» 285

• Meccanismi di riconoscimento degli oneri generali di sistema e possibili evoluzioni delle modalità di riscossione	pag. 287
• Riconoscimento alle imprese distributrici degli oneri generali versati e non riscossi dagli utenti del trasporto	» 288
• Aggiornamenti del Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica	» 290
• Attuazione delle misure correlate al credito d'imposta per l'energia elettrica e il gas naturale	» 290
• Primi orientamenti in merito alla riforma del processo di cambio fornitore in 24 ore nel settore elettrico	» 292
• Raccolta e messa a disposizione della misura nel settore del gas naturale	» 292
• Conclusione delle misure connesse all'emergenza epidemiologica da Covid-19	» 294
Sistema informativo integrato	» 294
• Codice offerta nel Registro centrale ufficiale (RCU)	» 294
• Centralizzazione delle richieste di prestazioni tecniche	» 296
Meccanismi dei Titoli di efficienza energetica (TEE)	» 296
• Determinazione del contributo tariffario dei TEE	» 296
• Attività assegnate all'Autorità	» 297
Monitoraggio retail	» 298
Servizi di contatto delle aziende di vendita di energia elettrica e di gas	» 300
Misure straordinarie per l'aumento dei prezzi delle materie prime	» 303

Capitolo 10

Tutela dei consumatori • Intersettoriale » 307

Richieste di informazioni, reclami e controversie di clienti e utenti finali	» 308
• Reclami e prestazioni di qualità commerciale	» 310
• Sportello per il consumatore energia e ambiente: l'informazione ai clienti e utenti finali	» 313
• Il Servizio conciliazione dell'Autorità	» 321
• Procedure speciali risolutive	» 329
• Elenco degli organismi ADR nei settori di competenza dell'Autorità	» 331
• Valutazione dei reclami nel settore dei servizi ambientali	» 338
Iniziative a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico, gas e idrico	» 343
Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici	» 355
Progetti finanziati mediante il Fondo sanzioni	» 356

Capitolo 11

Vigilanza, sanzioni e contenzioso • Intersettoriale » 359

Indagini, vigilanza e controllo	» 360
Procedimenti sanzionatori e prescrittivi	» 379
Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati	» 386
• Settore elettrico	» 389
• Settore del gas	» 393
Contenzioso	» 395

Capitolo 12

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

pag. 405

Attività propedeutica alla regolazione e provvedimenti adottati	» 406
Comunicazione	» 412
Risorse umane	» 422
Gestione economico-finanziaria	» 424
Raccolte dati e strumenti informatici	» 425

Indice delle tavole

TAV. 3.1	Quadro di sintesi delle acquisizioni e dei relativi premi per l'unificazione della rete di trasmissione nazionale	pag. 118
TAV. 3.2	Distribuzione fissa/variabile degli oneri di rete (tariffe per trasmissione, distribuzione e misura)	» 122
TAV. 3.3	Dettaglio degli oneri in capo al conto A_{sov} in milioni di euro	» 136
TAV. 3.4	Codici di rete e linee guida previsti dal regolamento (CE) 714/2019	» 137
TAV. 3.5	Rendite di congestione alle frontiere relative all'anno 2021 (in euro)	» 147
TAV. 3.6	Diffusione dei veicoli elettrici e delle infrastrutture di ricarica in luoghi accessibili al pubblico	» 156
TAV. 4.1	Stazioni appaltanti per le quali è in corso il procedimento di verifica per scostamenti VIR-RAB maggiori del 10%	» 188
TAV. 5.1	Valori del WACC per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas	» 199
TAV. 8.1	Stato delle approvazioni delle predisposizioni tariffarie 2020, 2021 e 2022-2025	» 250
TAV. 8.2	Dimensione, in termini di popolazione, degli ambiti tariffari oggetto di approvazione	» 250
TAV. 9.1	Elenco dei soggetti esercenti il servizio di salvaguardia e valore del parametro Ω	» 265
TAV. 9.2	Elenco dei soggetti esercenti il servizio a tutele graduali per le micro-imprese e valore del prezzo di aggiudicazione	» 268
TAV. 9.3	Numero di offerte PLACET presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2022, distinte per tipologia di cliente finale e per <i>commodity</i>	» 278
TAV. 9.4	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	» 286
TAV. 9.5	Fattori di qualità del servizio telefonico: importanza e insoddisfazione (2022)	» 302
TAV. 10.1	Sistema di tutele: volumi in ingresso allo Sportello e al Servizio conciliazione per i settori energia elettrica, gas, idrico, telecalore e rifiuti (2022)	» 308
TAV. 10.2	Importanza attribuita dai clienti ai fattori della qualità della risposta e insoddisfazione 2022 (valori %)	» 312
TAV. 10.3	Chiamate pervenute al <i>call center</i> dello Sportello (2022)	» 314
TAV. 10.4	Distribuzione chiamate pervenute al <i>call center</i> dello Sportello fra rete fissa e rete mobile (2022)	» 314
TAV. 10.5	Principali argomenti delle chiamate gestite dal <i>call center</i> dello Sportello per servizio selezionato dal chiamante (2022)	» 314
TAV. 10.6	Principali argomenti dei quesiti ricevuti dal <i>call center</i> dello Sportello (2022)	» 315
TAV. 10.7	Principali argomenti delle chiamate gestite dal <i>call center</i> dello Sportello mediante <i>call back</i> (2022)	» 316
TAV. 10.8	Livelli di servizio per il <i>call center</i> dello Sportello (2022)	» 317
TAV. 10.9	Risultati della rilevazione di <i>customer satisfaction</i> per il <i>call center</i> dello Sportello (2022)	» 317
TAV. 10.10	Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali informative (2022)	» 320
TAV. 10.11	Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali risolutive (2022)	» 331
TAV. 10.12	Organismi iscritti nell'Elenco ADR dell'Autorità al 31 dicembre 2022	» 332
TAV. 10.13	Organismi ADR: percentuale di domande ammesse su domande ricevute per settore (2022)	» 336
TAV. 10.14	Argomenti e sub-argomenti relativi ai reclami trasmessi allo Sportello per il settore idrico (2022)	» 339
TAV. 10.15	Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico, calcolati in €/trimestre per punto di prelievo (2022)	» 347

TAV. 10.16	Ammontare del bonus gas per i clienti in stato di disagio economico, calcolati in €/trimestre per punto di riconsegna (2022)	pag. 348
TAV. 10.17	Clienti titolari di bonus elettrico e gas per disagio economico (2017-2022)	» 349
TAV. 10.18	Ripartizione percentuale dei nuclei familiari beneficiari di bonus elettrico e gas per disagio economico per area geografica (2022)	» 353
TAV. 10.19	Clienti titolari di bonus elettrico per disagio fisico (anni 2017-2022)	» 353
TAV. 10.20	Ripartizione percentuale per fasce dei bonus per disagio fisico (2021 e 2022)	» 354
TAV. 10.21	Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio fisico (anno 2022)	» 354
TAV. 11.1	Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2018-2022 – Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo	» 364
TAV. 11.2	Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2018-2022 – Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo	» 365
TAV. 11.3	Verifica ispettiva nei confronti di un venditore in materia di adempimenti connessi alla vendita ai clienti finali di energia elettrica e gas (dicembre 2022)	» 366
TAV. 11.4	Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti l'attività di distribuzione di energia elettrica, in materia di riconoscimento dei crediti non recuperabili per il mancato incasso degli oneri generali del sistema elettrico (giugno-luglio 2022)	» 368
TAV. 11.5	Verifiche ispettive nei confronti di operatori sottoposti a procedimenti prescrittivi e/o sanzionatori attualmente conclusi, relative alle condotte successivamente tenute dai medesimi (dicembre 2022)	» 369
TAV. 11.6	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas naturale in materia di tariffe di distribuzione e misura (novembre 2022)	» 370
TAV. 11.7	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica, in materia di continuità del servizio (ottobre-novembre 2022)	» 371
TAV. 11.8	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio (luglio-novembre 2022)	» 372
TAV. 11.9	Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento (gennaio-dicembre 2022)	» 373
TAV. 11.10	Verifica ispettiva nei confronti di un'impresa esercente l'attività di vendita di energia elettrica in materia di <i>switching</i> a seguito di risoluzione del contratto di dispacciamento (luglio 2022)	» 374
TAV. 11.11	Verifica ispettiva nei confronti di un'impresa di distribuzione di energia elettrica in materia di volumi di servizio erogati (marzo 2022)	» 375
TAV. 11.12	Esiti del contenzioso dal 1997 al 2022	» 395
TAV. 11.13	Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2022	» 396
TAV. 11.14	Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2022	» 396
TAV. 12.1	Documenti per la consultazione adottati nel 2022 (gennaio-dicembre)	» 406
TAV. 12.2	Andamento mensile della produzione provvedimentale per l'anno 2022	» 410
TAV. 12.3	Provvedimenti dell'Autorità adottati negli anni 2021 e 2022, suddivisi per macro-aree di intervento	» 411
TAV. 12.4	Personale di ruolo dell'Autorità in servizio al 31 dicembre 2022	» 422
TAV. 12.5	Composizione del personale in servizio al 31 dicembre 2022 per tipo di contratto e qualifica	» 423
TAV. 12.6	Retribuzione annua lorda (in euro) per carriera e grado al 31 dicembre 2022	» 423
TAV. 12.7	Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto (in milioni di euro, al netto delle partite di giro)	» 424

Indice delle figure

FIG. 3.1	Stato di implementazione dei regolamenti europei al 31 dicembre 2022	pag. 138
FIG. 5.1	Schema concettuale ROSS-base	» 195
FIG. 9.1	Numero di visite per dispositivo alla data del 31 dicembre 2022	» 275
FIG. 9.2	Offerte presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2022, distinte per tipologia di cliente finale, <i>commodity</i> e <i>tipologia di prezzo</i>	» 276
FIG. 9.3	Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario nel settore elettrico	» 286
FIG. 9.4	Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario nel settore del gas	» 287
FIG. 9.5	Indice di soddisfazione – Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I semestre 2012-2022)	» 302
FIG. 10.1	Focus dei principali argomenti delle chiamate gestite dal <i>call center</i> dello Sportello in tema bonus (2022)	» 316
FIG. 10.2	Principali argomenti delle richieste di informazioni gestite dallo Sportello, settori energetici (2022)	» 318
FIG. 10.3	Principali argomenti delle richieste di informazioni gestite dallo Sportello, settore idrico (2022)	» 318
FIG. 10.4	Richieste di attivazione di procedure speciali informative ricevute dallo Sportello (2022)	» 320
FIG. 10.5	<i>Trend</i> delle domande presentate al Servizio conciliazione (2017-2022)	» 322
FIG. 10.6	Indice regionale delle domande ricevute dal Servizio conciliazione (2022)	» 322
FIG. 10.7	Domande ricevute dal Servizio conciliazione per settore (2022)	» 323
FIG. 10.8	Domande ricevute dal Servizio conciliazione per attivante (2022)	» 324
FIG. 10.9	Domande ricevute dal Servizio conciliazione per tipologia di cliente o utente finale (2022)	» 324
FIG. 10.10	Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione nei settori energetici (2022)	» 325
FIG. 10.11	Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione nel settore idrico (2022)	» 325
FIG. 10.12	Andamento delle domande presentate al Servizio conciliazione (2022)	» 326
FIG. 10.13	Ripartizione dei casi di convocazione del distributore quale ausilio tecnico per settore (2022)	» 327
FIG. 10.14	Esiti delle procedure concluse presso il Servizio conciliazione (2022)	» 328
FIG. 10.15	Esiti delle procedure concluse presso il Servizio conciliazione per operatore, settori energetici (2022)	» 328
FIG. 10.16	Esiti delle procedure nel settore idrico concluse presso il Servizio conciliazione per gestore, settore idrico (2022)	» 328
FIG. 10.17	Risultati della <i>customer satisfaction</i> per il Servizio conciliazione (2022)	» 329
FIG. 10.18	Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive ricevute dallo Sportello (2022)	» 330
FIG. 10.19	Organismi ADR: domande ricevute per settore (2022)	» 334
FIG. 10.20	Organismi ADR: principali argomenti oggetto delle controversie nei settori energetici (2022)	» 335
FIG. 10.21	Organismi ADR: principali argomenti oggetto delle controversie nel settore idrico (2022)	» 335
FIG. 10.22	Organismi ADR: principali motivi di inammissibilità delle domande (2022)	» 336
FIG. 10.23	Organismi ADR: distribuzione percentuale delle procedure concluse per settore (2022)	» 337
FIG. 10.24	Organismi ADR: esiti delle procedure concluse (2022)	» 337

FIG. 10.25	Trend relativo ai reclami gestiti dallo Sportello nel settore idrico (2022)	pag. 340
FIG. 10.26	Focus sulla tipologia di utenti finali dei reclami (2022)	» 341
FIG. 10.27	Esito dell'attività di gestione dei reclami del settore idrico da parte dello Sportello (2022)	» 341
FIG. 10.28	Focus sui gestori del settore idrico – Carta dei servizi (aggiornamento 2022)	» 342
FIG. 10.29	Ripartizione percentuale per numero di componenti dei nuclei familiari beneficiari di bonus elettrico per disagio economico (gennaio-dicembre 2022)	» 350
FIG. 10.30	Ripartizione percentuale per numero di componenti dei nuclei familiari beneficiari di bonus gas per disagio economico (gennaio-dicembre 2022)	» 350
FIG. 10.31	Distribuzione dei bonus elettrici per disagio economico a livello regionale e percentuale rispetto ai POD totali domestici della regione (2022)	» 352
FIG. 10.32	Distribuzione dei bonus gas a livello regionale e percentuale rispetto ai PDR totali domestici della regione (2022)	» 352
FIG. 11.1	Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità al 31 dicembre degli anni indicati	» 376
FIG. 11.2	Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per anno e per settore di attività	» 377
FIG. 11.3	Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per settore di attività a marzo 2023	» 377
FIG. 11.4	Atti adottati in relazione all'attività sanzionatoria svolta nel 2022	» 379
FIG. 11.5	Ripartizione dei provvedimenti conclusivi dell'attività sanzionatoria svolta nel 2022	» 381
FIG. 11.6	Reclami presentati dagli operatori (2012-2022)	» 387
FIG. 11.7	Reclami fra operatori gestiti dall'Autorità ai sensi della delibera 188/2012/E/com (focus reclami presentati nel 2022)	» 387
FIG. 12.1	Andamento dei provvedimenti adottati dall'Autorità nel 2022	» 410



CAPITOLO

1



QUADRO NORMATIVO

INTERSETTORIALE

Evoluzione della legislazione europea

Normativa eurounitaria nei settori dell'energia

Misure emergenziali per fare fronte alla crisi energetica

L'anno 2022 è stato caratterizzato dalla crisi energetica, iniziata nella seconda metà del 2021 e acuita dalla riduzione di forniture di gas naturale russo a seguito dell'invasione dell'Ucraina da parte della Russia, fattore che ha portato a un aumento dei prezzi del gas e dell'elettricità a livelli mai registrati prima, con significativi impatti diretti sia sulle famiglie che sull'economia in generale. La crisi ha riportato in primo piano il tema della sicurezza energetica e della sostenibilità del costo dell'energia per i consumatori. La Commissione europea, anche su impulso del Consiglio, fin dal 2021 ha proposto una serie di misure per mitigare l'impatto dell'aumento dei prezzi per i consumatori e ridurre la dipendenza dal gas russo. Con la comunicazione COM(2021) 660 final del 10 ottobre 2021, su "Risposta all'aumento dei prezzi dell'energia: un pacchetto di misure d'intervento e di sostegno" (c.d. comunicazione Toolbox), la Commissione ha presentato un primo pacchetto di misure per affrontare l'impatto del caro prezzi nel breve e medio termine, tra cui: sostegno al reddito dei consumatori in condizioni di povertà energetica; proroghe temporanee per il pagamento delle bollette; misure di salvaguardia per evitare la sconnessione delle utenze dalla rete; aiuti alle imprese e alle industrie coerenti con le norme UE sugli aiuti di Stato; investimenti nelle energie rinnovabili e nell'efficienza energetica; aumento della capacità di stoccaggio dell'energia e acquisti comuni volontari di gas da parte degli stati membri. Con la comunicazione Toolbox, la Commissione ha anche chiesto ad ACER di esaminare vantaggi e svantaggi dell'assetto attuale del mercato dell'energia elettrica e, se del caso, formulare raccomandazioni da sottoporre alla Commissione.

ACER, con il documento "*Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design*" pubblicato in aprile 2022¹, ha valutato che vada mantenuto l'attuale disegno di mercato, tuttavia con importanti aggiustamenti, per migliorarne l'efficienza a lungo termine e favorire la decarbonizzazione del settore energetico. In particolare, ACER ha raccomandato di: aumentare l'integrazione dei mercati nazionali, incrementare la liquidità dei mercati a termine, migliorare gli strumenti di supporto alle energie rinnovabili, accrescere la flessibilità del sistema migliorando i segnali di prezzo, proteggere i consumatori vulnerabili da un'eccessiva volatilità, ridurre la domanda di gas, istituire meccanismi temporanei e automatici di limitazione dei prezzi che si attivino automaticamente a condizioni chiaramente specificate a fronte di impennate subitane dei prezzi all'ingrosso.

A maggio 2022, la Commissione ha presentato il piano *REPowerEU* (comunicazione COM(2022) 230 final) in cui sono specificate misure orientate a ridurre la domanda di energia, aumentare la produzione di energia da fonti rinnovabili e diversificare l'approvvigionamento energetico. Il piano prevede, fra l'altro, che l'Europa diventi indipendente dai combustibili fossili russi entro il 2030.

¹ Una prima analisi preliminare è stata pubblicata a ottobre 2021: ACER, *High Energy Price*, ottobre 2021.

Nel corso del 2022, la situazione emergenziale ha indotto la Commissione a proporre al Consiglio europeo alcuni interventi normativi urgenti. Il regolamento (UE) 1032/2022 del Parlamento europeo e del Consiglio del 29 giugno 2022 che modifica i regolamenti (UE) 1938/2017 e (CE) 715/2009 per quanto riguarda lo stoccaggio del gas è stato approvato con procedura legislativa ordinaria, mentre altri cinque regolamenti sono stati adottati solo dal Consiglio europeo facendo leva sull'articolo 122 del TUE che prevede la sola approvazione da parte del Consiglio per l'adozione di misure legislative urgenti in situazioni emergenziali. I regolamenti emergenziali adottati nel 2022, e più oltre meglio illustrati, contengono misure volte a: accelerare il riempimento degli stoccaggi di gas naturale; ridurre la domanda di gas e di energia elettrica; aumentare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili; permettere acquisti congiunti di gas, GNL e idrogeno e contenere gli aumenti del prezzo del gas oltre determinate soglie. Di seguito sono riportati i testi adottati, in ordine di pubblicazione, con una breve descrizione del loro contenuto.

Infine, a dicembre 2022 la Commissione ha avviato una consultazione pubblica finalizzata alla definizione di una proposta di riforma del disegno del mercato elettrico così come richiesto anche dal Consiglio europeo nel mese di maggio 2022.

Regolamento (UE) 1032/2022 del Parlamento europeo e del Consiglio del 29 giugno 2022 che modifica i regolamenti (UE) 1938/2017 e (CE) 715/2009 per quanto riguarda lo stoccaggio del gas

Il regolamento (UE) 1032/2022 modifica il regolamento (UE) 1938/2017 del 25 ottobre 2017 concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas e il regolamento (CE) 715/2009 del 13 luglio 2009 relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale. Esso introduce obblighi di riempimento degli stoccaggi per rafforzare la sicurezza energetica. Nello specifico il regolamento prevede, per gli stati membri dotati di capacità di stoccaggio, un obbligo di riempimento pari all'80% della capacità entro il 1° novembre 2022, e pari al 90% per gli anni successivi fino al 31 dicembre 2025; per gli stati membri che non dispongono di capacità di stoccaggio, il regolamento prevede di stoccare l'equivalente del 15% dei propri consumi finali di gas presso stati membri dotati di stoccaggi. Obiettivi e traiettorie di riempimento sono differenziati per stato membro. Inoltre, il regolamento prevede anche una nuova certificazione obbligatoria di tutti i gestori di stoccaggio per evitare il rischio di controllo da parte di paesi terzi su queste infrastrutture strategiche e incentivi per favorire il riempimento degli stoccaggi.

Regolamento (UE) 1369/2022 del Consiglio del 5 agosto 2022 relativo a misure coordinate di riduzione della domanda di gas

Il regolamento (UE) 1369/2022 introduce norme per favorire la riduzione dei consumi di gas naturale. In particolare, prevede una riduzione volontaria della domanda di gas naturale da parte di ciascuno stato membro nel periodo 1° agosto 2022-31 marzo 2023 di almeno il 15% rispetto al consumo medio di gas nello stesso periodo dei cinque anni precedenti. La riduzione della domanda diventa obbligatoria a seguito della dichiarazione di stato di emergenza che il Consiglio può attivare su iniziativa della Commissione o su richiesta di almeno cinque stati membri. Il regolamento prevede un sistema di deroghe per tenere conto di specifiche situazioni nazionali, tra cui la possibilità di considerare le eccedenze di stoccaggio rispetto agli obiettivi nel calcolo della riduzione della domanda di gas. Il regolamento si applica per un periodo di un anno a decorrere dall'entrata in vigore.

Regolamento (UE) 1854/2022 del Consiglio del 6 ottobre 2022 relativo a un intervento di emergenza per fare fronte ai prezzi elevati dell'energia

Il regolamento (UE) 1854/2022 dispone una serie di misure eccezionali relative al mercato elettrico che riguardano la riduzione dei consumi, l'imposizione di tetti alle rendite delle tecnologie infra-marginali e gli interventi sui prezzi del mercato al dettaglio. Per quanto riguarda gli obiettivi di riduzione dei consumi elettrici, il regolamento dispone un target non vincolante di riduzione dei consumi del 10% rispetto alla media del periodo 1° novembre-31 marzo degli ultimi cinque anni e un target vincolante di riduzione del 5% del consumo durante le ore di punta dal 1° dicembre 2022 al 31 marzo 2023, lasciando agli stati la facoltà sulle modalità attuative. Per quanto riguarda il tetto alle tecnologie infra-marginali, il regolamento introduce, per il periodo 1° dicembre 2022-30 giugno 2023, un tetto di 180 €/MWh ai ricavi derivanti dalla vendita di energia elettrica generata da fonte rinnovabile, nucleare, lignite, torba, prodotti petroliferi definiti tecnologie infra-marginali. Il regolamento impone, inoltre, l'obbligo di impiegare i proventi dell'estrazione delle rendite per finanziare misure a sostegno dei clienti finali di energia elettrica e per mitigare l'impatto dei prezzi elevati. Agli stati membri sono attribuiti alcuni gradi di flessibilità sull'applicazione del tetto, in particolare essi possono: fissare un tetto più elevato ai produttori, se gli investimenti e i costi di esercizio superano 180 €/MWh; differenziarlo in base alle tecnologie ammesse; estenderlo agli operatori attivi nella compravendita di energia elettrica e ad altre fonti idroelettriche oltre a quelle indicate dal regolamento; esentare gli impianti con potenza inferiore a 1 MW e non applicare il tetto al mercato dei servizi di bilanciamento; limitare l'applicazione del tetto solo al 90% dei profitti che eccedono i 180 €/MWh. Infine, relativamente alle misure per il mercato al dettaglio, il regolamento prevede che gli stati membri possano fissare i prezzi regolati per i clienti domestici e le piccole e medie imprese che, in via eccezionale e temporanea, possono essere anche inferiori ai costi. Infine, è previsto un contributo di solidarietà temporaneo e obbligatorio a carico delle imprese che svolgono attività nei settori del petrolio, gas naturale, carbone e raffinazione, pari al 33% degli utili conseguiti nell'esercizio fiscale 2022 o 2023 e che eccedono del 20% la media degli utili conseguiti nei quattro anni fiscali precedenti. Tali misure si applicano fino al 31 dicembre 2023.

Regolamento (UE) 2576/2022 del Consiglio del 19 dicembre 2022 che promuove la solidarietà mediante un migliore coordinamento degli acquisti di gas, parametri di riferimento affidabili per i prezzi e scambi transfrontalieri di gas

Il regolamento (UE) 2576/2022 introduce un meccanismo per gli acquisti congiunti del gas, interventi sulla formazione dei prezzi del gas naturale e nuove misure di solidarietà fra stati membri. Per quanto riguarda gli acquisti congiunti di gas naturale, il regolamento istituisce un servizio di aggregazione della domanda e acquisto comune del gas naturale che verrà gestito da un soggetto selezionato dalla Commissione tramite gara. I paesi dotati di impianti di stoccaggio dovranno imporre alle loro imprese di partecipare alle procedure di aggregazione della domanda per volumi pari ad almeno il 15% dell'obiettivo di riempimento fissato dal regolamento (UE) 1938/2017. Le forniture di gas naturale proveniente dalla Federazione russa non sono ammesse al meccanismo di acquisto congiunto. Relativamente agli interventi sui meccanismi di formazione dei prezzi del gas, il regolamento stabilisce un meccanismo alternativo al TTF (il *Title Transfer Facility*, l'*hub* del gas nei Paesi Bassi che rappresenta il principale mercato del gas in Europa) che attribuisce ad ACER il compito di calcolare e pubblicare quotidianamente un prezzo di riferimento del GNL e introduce alcuni meccanismi per limitare la volatilità nelle transazioni nei mercati dei derivati (c.d. *circuit breakers*). Il regolamento, infine, contiene norme per rafforzare la solidarietà fra stati membri, tra cui: un meccanismo per rendere disponibile la capacità prenotata e lasciata inutilizzata dagli operatori del mercato; alcune regole di solidarietà di *default* nel caso di mancati accordi bilaterali di solidarietà tra stati membri. Il regolamento si applica per un periodo di un anno a decorrere dall'entrata in vigore.

Regolamento (UE) 2578/2022 del Consiglio del 22 dicembre 2022 che istituisce un meccanismo di correzione del mercato per proteggere i cittadini dell'Unione e l'economia da prezzi eccessivamente elevati

Il regolamento (UE) 2578/2022 del Consiglio del 22 dicembre 2022, entrato in vigore il 1° febbraio 2023 per un periodo di un anno, istituisce un meccanismo temporaneo di correzione del mercato del prezzo del gas commerciato al TTF che prevede le condizioni di attivazione e i meccanismi di disattivazione e sospensione. Il meccanismo è attivato al verificarsi di due condizioni: (1) una quotazione dei contratti derivati a un mese al TTF di oltre 180 €/MWh per tre giorni consecutivi; e (2) uno *spread* tra tale prezzo e il prezzo di riferimento del GNL superiore a 35 €/MWh negli stessi tre giorni. Il prezzo di riferimento è il prezzo medio del GNL che è stimato da ACER. Il meccanismo può essere esteso ad altri contratti derivati e ad altri *hub* europei ma non riguarda le negoziazioni *over-the-counter* (cioè fuori borsa). Una volta attivato, il meccanismo resta in vigore per almeno 20 giorni lavorativi ed è disattivato automaticamente quando il prezzo al TTF scende sotto i 180 €/MWh per tre giorni consecutivi o nel caso in cui venga dichiarato lo stato di emergenza da parte della Commissione. Inoltre, è previsto anche un meccanismo di sospensione, sempre attivabile dalla Commissione, qualora si verificano turbative indesiderate del mercato o vi siano rischi evidenti di turbative, con ripercussioni negative sulla sicurezza dell'approvvigionamento, sui flussi di gas intra-Unione o sulla stabilità finanziaria. In particolare, il meccanismo può essere sospeso qualora la domanda di gas aumenti del 15% in un mese o del 10% in un bimestre, le importazioni di GNL subiscano un calo significativo, i volumi scambiati al TTF siano a un livello molto inferiore rispetto a un anno prima o il tetto differisca significativamente dai prezzi negli altri mercati organizzati europei o in quelli asiatici o statunitensi.

Regolamento (UE) 2577/2022 del Consiglio del 22 dicembre 2022 che istituisce il quadro per accelerare la diffusione delle energie rinnovabili

Il regolamento (UE) 2577/2022 stabilisce norme temporanee di carattere emergenziale per accelerare le procedure autorizzative per la produzione di energia da fonti rinnovabili, "con particolare attenzione a tecnologie per le energie rinnovabili o tipi di progetti specifici in grado di accelerare in tempi rapidi il ritmo di diffusione delle energie rinnovabili nell'Unione". Il regolamento prevede le seguenti durate massime per le procedure autorizzative: tre mesi per gli impianti solari (anche con stoccaggio) e un mese con "silenzio assenso" e per quelli con capacità fino a 50 kW; tre mesi per progetti di ammodernamento degli impianti da fonti rinnovabili se comportano un aumento della capacità inferiore al 15% e 6% oltre tale soglia; un mese per le pompe di calore al di sotto dei 50 MW (tre mesi se geotermiche), e basterà una semplice notifica per quelle fino a 12 kW (fino a 50 kW se installate da un autoconsumatore con impianti da fonti rinnovabili pari ad almeno il 60% della capacità della pompa). Gli stati membri potranno esentare dalla VIA i progetti da fonti rinnovabili e di stoccaggio e le relative connessioni se ubicati in zone dedicate alle energie rinnovabili. Il regolamento si applica per un periodo di 18 mesi dall'entrata in vigore.

Pacchetto "Fit for 55" e pacchetto per la decarbonizzazione del settore del gas

Nel 2022 è proseguita la negoziazione tra le istituzioni europee delle proposte presentate dalla Commissione europea a luglio 2021 all'interno del pacchetto "Fit for 55" e del pacchetto per l'idrogeno e la decarbonizzazione del settore del gas, c.d. "Gas decarbonization package", presentato nel dicembre 2021. Le proposte della Commissione sono state descritte in dettaglio nella *Relazione Annuale 2022*. Per alcuni atti legislativi, nel 2022, sono

stati raggiunti gli accordi tra il Parlamento europeo e il Consiglio su un testo di compromesso da proporre per approvazione al Parlamento europeo e al Consiglio, in particolare riguardo alla regolazione sugli standard di emissione per i veicoli, al sistema dell'UE di scambio di quote di emissione di CO₂ (*EU Emissions Trading System*, c.d. EU ETS), e alle emissioni nei settori non-EU ETS. A ottobre 2022, il Consiglio e il Parlamento europeo hanno raggiunto un accordo sulla revisione del regolamento (UE) 631/2019 che definisce i livelli di prestazione in materia di emissioni di CO₂ delle autovetture nuove e dei veicoli commerciali leggeri e che fissa al 2030 l'obiettivo di riduzione delle emissioni del 55% per le nuove auto e del 50% per i nuovi furgoni rispetto ai livelli del 2021, e al 2035 l'obiettivo di riduzione delle emissioni del 100% sia per le nuove auto che per i nuovi furgoni.

A dicembre 2022, è stato raggiunto un accordo provvisorio tra il Parlamento europeo e il Consiglio per la revisione della direttiva EU ETS (direttiva 2003/87/CE, che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità e che modifica la direttiva 96/61/CE del Consiglio) che prevede una riduzione delle emissioni dei settori interessati dall'EU ETS del 62% entro il 2030 rispetto ai livelli del 2005 (19 punti percentuali in più rispetto alla percentuale prevista dalla legislazione attuale). L'accordo inserisce nell'EU ETS anche le emissioni del trasporto marittimo, facendo dell'UE la prima giurisdizione a fissare un prezzo esplicito della CO₂ in questo settore, e introduce, dal 2027, un sistema di scambio di emissioni anche per il settore dell'edilizia e del trasporto su strada. È stato trovato l'accordo fra Parlamento e Consiglio anche per il regolamento che istituisce un meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere (CBAM) e che impone una tassa sull'importazione di determinati prodotti basata sul loro contenuto di carbonio e legata al prezzo dell'ETS, in modo da creare condizioni di parità tra i produttori dell'UE e dei paesi terzi. Per i settori non-EU ETS, Consiglio e Parlamento hanno trovato un accordo provvisorio sulla revisione del regolamento (UE) 842/2018 relativo alle riduzioni annuali vincolanti delle emissioni di gas serra a carico degli stati membri nel periodo 2021-2030 (c.d. *effort sharing decision*), per ridurre le emissioni del 40% nel 2030, rispetto ai livelli del 2005². Infine, il Parlamento e il Consiglio hanno raggiunto un accordo provvisorio sul nuovo regolamento che istituisce il fondo sociale per il clima, che è un nuovo fondo per aiutare i cittadini vulnerabili più colpiti dalla povertà energetica. Il fondo finanzia misure temporanee di sostegno diretto al reddito per fare fronte all'aumento dei prezzi dei carburanti per autotrazione e per il riscaldamento, e anche investimenti strutturali di lunga durata nell'edilizia, nei veicoli a zero e basse emissioni, nonché nel trasporto pubblico e nei servizi di mobilità condivisa. Il fondo sarà finanziato attraverso i proventi ottenuti dalla vendita all'asta di una parte delle quote dell'ETS.

Per quanto riguarda le altre proposte legislative avanzate dalla Commissione di rilevanza per il settore energetico, il processo di negoziazione fra le istituzioni europee non è terminato nel 2022. Con riferimento alla revisione della direttiva 2018/2001/UE per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili (c.d. RED II), nel secondo semestre 2022 è stata avviata la fase di trilogico di cui si attende la conclusione entro il primo trimestre 2023. Per quanto riguarda il *Gas decarbonization package*, a fine 2022 il Parlamento europeo e il Consiglio stavano finalizzando le proprie posizioni sulla proposta di revisione della direttiva gas 2009/73/CE e del regolamento gas (CE) 715/2009 in vista del trilogico che dovrebbe essere avviato nella prima metà del 2023, con l'obiettivo previsto di chiudere il pacchetto entro la fine dell'anno.

² Per il settore dell'uso del suolo, della silvicoltura e dell'agricoltura (c.d. LULUCF), Consiglio e Parlamento hanno trovato un accordo provvisorio sulla revisione del regolamento (UE) 841/2018 e definito un obiettivo europeo di riduzione di 310 milioni di tonnellate di CO₂ equivalente.

Regolamento TEN-E

A maggio 2022 è stato formalmente approvato il nuovo Regolamento sulle infrastrutture energetiche transfrontaliere (regolamento (UE) 869/2022 sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee, c.d. Regolamento TEN-E). Parlamento e Consiglio avevano raggiunto l'accordo sul nuovo Regolamento già a dicembre 2021; si rimanda alla *Relazione Annuale 2021* per una descrizione delle sue principali novità.

Normativa eurounitaria nei settori dell'ambiente

Aggiornamenti sulla legislazione europea nel settore idrico

Le acque reflue urbane sono una delle principali fonti di inquinamento idrico se non vengono raccolte e trattate, in ossequio alle norme dell'Unione europea. Nello specifico, tali acque contengono materia organica, azoto e fosforo, sostanze chimiche nocive, batteri e virus che, se non trattati ma scaricati nell'ambiente, danneggiano fiumi, laghi e acque costiere, influenzando sulla salute umana. Per favorire l'eliminazione di queste sostanze inquinanti dalle acque reflue urbane, sin dal 1991 è in vigore una direttiva europea³ che ha determinato un forte miglioramento della qualità delle acque di superficie in Europa, essenzialmente favorendo l'efficientamento dei sistemi di collettamento, di trattamento e di rilascio delle acque reflue domestiche e industriali. In effetti, secondo un rapporto europeo del 2019⁴, il livello di attuazione della direttiva è elevato: il 98% delle acque reflue dell'Unione europea è adeguatamente raccolto e il 92% adeguatamente trattato, anche se un numero limitato di stati membri ha ancora difficoltà a raggiungere la piena conformità. I fondi europei sono stati un fattore chiave per sostenere gli investimenti nelle infrastrutture necessarie. Lo stesso rapporto europeo indica tre macro-problematiche che negli ultimi trent'anni hanno impedito il pieno dispiegamento degli effetti della direttiva in tutta l'Unione:

- a) **nuove sostanze inquinanti.** L'attuale direttiva europea è focalizzata su sostanze provenienti prevalentemente da fonti domestiche, raccolte e trattate da impianti centralizzati. Tuttavia, negli ultimi decenni sono comparse nuove tipologie di sostanze inquinanti nei centri urbani (per esempio, microplastiche, residui rilasciati da piccoli centri abitati non adeguatamente serviti e da acque meteoriche) che possono essere dannose per l'ambiente e la salute umana, già in bassi livelli di concentrazione;
- b) **allineamento alle nuove normative ambientali europee e al *Green Deal* europeo⁵.** A partire dalla direttiva quadro europea sulle acque⁶, da oltre due decenni si è andato definendo un quadro normativo ambientale

3 Direttiva 91/271/CEE del Consiglio del 21 maggio 1991 concernente il trattamento delle acque reflue urbane. La direttiva, finalizzata a proteggere l'ambiente dell'Unione europea da fenomeni, quali, per esempio, l'eutrofizzazione, stabilisce norme europee per la raccolta, il trattamento e lo scarico delle acque reflue urbane, e impone agli Stati dell'Unione europea una serie di adempimenti, tra i quali:

- raccogliere e trattare le acque reflue in insediamenti urbani con una popolazione di almeno 2.000 abitanti ed effettuare un trattamento secondario sulle acque reflue raccolte;
- effettuare un trattamento più avanzato in insediamenti urbani con popolazione superiore ai 10.000 abitanti situati in specifiche aree sensibili;
- verificare che gli impianti di trattamento siano adeguatamente mantenuti in modo da garantire prestazioni sufficienti e che possano operare in tutte le normali condizioni climatiche;
- adottare misure per limitare l'inquinamento delle acque recipienti provenienti da tracimazioni di acque meteoriche in situazioni estreme, come in caso di piogge insolitamente abbondanti;
- monitorare le prestazioni degli impianti di trattamento e delle acque recipienti;
- monitorare lo smaltimento e il riutilizzo dei fanghi di depurazione.

4 Il citato rapporto europeo del 2019 sullo stato di implementazione della direttiva riporta che circa 2 miliardi di euro ogni anno sono stati trasferiti da fondi europei in questo ramo del settore idrico. Si veda, in proposito, UWWTD Evaluation SWD 448-701 web.pdf (europa.eu).

5 Si veda anche la *Relazione Annuale 2022*. Il *Green Deal* dell'Unione europea è un programma di azione adottato dalla Commissione europea l'11 dicembre 2019 e prevede una serie di atti, legislativi e non, con proposte per contrastare i cambiamenti climatici, promuovere l'uso efficiente delle risorse passando a un'economia circolare pulita, ripristinare la perdita di biodiversità e ridurre l'inquinamento. Il *Green Deal* intende rendere sostenibile l'economia dell'Unione europea e promuovere gli investimenti necessari con strumenti di finanziamento per tutti i settori dell'economia. Cfr. anche ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en.

6 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.

più esigente nell'Unione, al quale deve adeguarsi anche il settore delle acque reflue, per contrastare nuove sostanze inquinanti emergenti, per ridurre le emissioni di gas a effetto serra e per favorire pratiche di economia circolare, per esempio rispetto alla gestione dei fanghi e al riutilizzo delle acque trattate;

- c) **livello insufficiente e disomogeneo della *governance* del settore.** Studi della Commissione europea mostrano che circa 10 milioni di cittadini europei non hanno accesso ai servizi sanitari di base e che i livelli di *performance* e di trasparenza nel settore sono fortemente disomogenei. I gestori delle acque reflue sono principalmente (60%) società possedute da autorità pubbliche od operanti per un'autorità pubblica o società miste. Gli utenti del servizio fanno parte di un mercato c.d. "vincolato", configurandosi, da un punto di vista economico, come monopolio naturale, in cui le persone e le imprese collegate alla rete pubblica non possono scegliere i loro operatori.

Per fronteggiare queste carenze, la Commissione europea ha avviato un processo di valutazione dello stato di implementazione dell'attuale direttiva, mediante studi interni e una consultazione pubblica di tutti gli *stakeholder* europei⁷, a fronte del quale ha emanato una proposta di revisione della direttiva europea sul trattamento delle acque reflue urbane, pubblicata il 26 ottobre 2022⁸ e trasmessa al Parlamento europeo e al Consiglio per l'avvio del procedimento legislativo ordinario. Rispetto alle problematiche sopra evidenziate, la proposta di direttiva si prefigge obiettivi ambiziosi entro il 2040 e, in particolare:

- a) **il contenimento degli effetti negativi legati alle nuove sostanze inquinanti.** La proposta di direttiva prevede di estendere gli obblighi attualmente vigenti per gli agglomerati con più di 2.000 abitanti anche agli agglomerati con più di 1.000 abitanti, di imporre ai paesi dell'Unione di istituire piani integrati di gestione delle acque reflue urbane nelle grandi città (inizialmente in quelle con oltre 100.000 abitanti e, successivamente, nelle città a partire da 10.000 abitanti, ove necessario) e di fissare specifici obiettivi di riduzione delle sostanze inquinanti⁹;
- b) **l'allineamento alle nuove normative ambientali europee e al *Green Deal* europeo.** La revisione introduce un obiettivo vincolante di neutralità energetica per l'intero settore in tutta l'Unione europea. Ciò significa che gli impianti di trattamento delle acque reflue urbane dovranno ridurre significativamente il loro consumo energetico e produrre energia attraverso fonti rinnovabili (per esempio, solare, eolica o mediante l'impiego del biogas)¹⁰. I paesi dell'Unione saranno inoltre tenuti a monitorare l'inquinamento industriale alla fonte, al fine di aumentare le possibilità di riutilizzo dei fanghi e delle acque reflue trattate. La proposta prevede, inoltre, il mandato alla Commissione di fissare tassi minimi di recupero del fosforo;
- c) **il miglioramento della *governance* del settore.** La proposta favorisce la trasparenza dei dati degli operatori, obbligandoli a rendere pubblici alcuni indicatori chiave delle loro prestazioni in termini di servizi. I produttori farmaceutici e cosmetici saranno tenuti a pagare il costo della rimozione dei microinquinanti che provengono dai loro prodotti e che finiscono nelle acque reflue, attraverso il meccanismo della c.d. "responsabilità estesa del produttore", attuando così il principio "chi inquina paga". La proposta di direttiva punta anche a migliorare l'accesso ai servizi igienico-sanitari, in particolare per le persone vulnerabili ed emarginate, per esempio, imponendo agli stati membri di istituire strutture igienico-sanitarie negli spazi pubblici.

La proposta di direttiva, attualmente in discussione presso il Parlamento europeo e il Consiglio dei ministri dell'Unione europea, è destinata a determinare un impatto diretto su varie tipologie di *stakeholder*, tra cui:

⁷ *Refit Evaluation* (2019).

⁸ COM(2022) 541 final.

⁹ Per esempio, riduzione di 105.014 tonnellate di domanda biochimica di ossigeno, 229.999 tonnellate di azoto, 29.678 tonnellate di fosforo.

¹⁰ Uno degli obiettivi della proposta è quello di ridurre le emissioni di gas a effetto serra di 4,86 milioni di tonnellate.

- gli operatori delle acque reflue, responsabili della raccolta, del trattamento, del monitoraggio e del corretto scarico delle acque reflue. Si stima che saranno necessari ulteriori investimenti, in particolare per rimuovere in maniera più incisiva i nutrienti, per trattare i micro-inquinanti e per raggiungere la neutralità energetica;
- i cittadini, che copriranno gran parte dei costi economici collegati all'implementazione della direttiva, mediante tariffe idriche e tasse. La Commissione europea prevede entro il 2040 un aumento medio delle tariffe idriche nei 27 paesi membri dell'Unione di circa il 2,3% all'anno, ma stime di altre fonti del settore prevedono aumenti più consistenti;
- i settori industriali farmaceutico e cosmetico indicati nella proposta di direttiva come responsabili di gran parte del carico di micro-inquinanti nelle acque reflue, che dovranno coprire i restanti costi di implementazione con il meccanismo della responsabilità estesa del produttore¹¹.

Aggiornamenti sulla legislazione europea nel settore dei rifiuti

Nel febbraio 2022 la Commissione europea – Direzione generale ambiente (DG ENV) – ha diffuso, in forma di pre-consultazione, un invito a presentare idee e proposte in merito alla prospettiva di riforma della direttiva quadro sui rifiuti (direttiva 2008/98/CE, modificata dalla direttiva UE/2018/851, quest'ultima parte del c.d. "Pacchetto economia circolare").

La pre-consultazione prende le mosse dalla constatazione che, nonostante i progressi sul fronte della circolarità, le difficoltà nel raggiungere gli stessi obiettivi della direttiva quadro (50% di riciclo di materia da rifiuti urbani entro il 2020) mettono a rischio quelli più ambiziosi previsti con le modifiche introdotte dal Pacchetto economia circolare, con riferimento all'obiettivo del riciclo dei rifiuti urbani del 55%, del 60% e del 65%, entro, rispettivamente, il 2025, il 2030 e il 2035.

Tenuto conto dei contributi ricevuti in pre-consultazione (236, di cui il 20% dall'Italia) e del parere del Parlamento europeo sul Piano per l'economia circolare, che già nel 2021 esortava la Commissione a proporre misure, tra l'altro, per la prevenzione e la riduzione della produzione di rifiuti, la DG ENV ha deciso di avviare il processo di revisione della normativa sui rifiuti, al fine di introdurre modifiche in grado, da un lato, di affrontare in concreto il problema attraverso la graduale riduzione/prevenzione dei rifiuti e, dall'altro, di rendere più efficace la costruzione dell'economia circolare.

Il processo di revisione include:

- una consultazione pubblica, avviata il 24 maggio 2022, su: riduzione e prevenzione dei rifiuti; spreco alimentare; raccolta differenziata; incentivi regolamentari ed economici. L'Autorità italiana ha partecipato alla consultazione, scaduta il 16 agosto, con l'invio di un contributo *ad hoc* sulla rilevanza della regolazione economica dei servizi di gestione dei rifiuti urbani in tema di efficienza, di efficacia e di qualità. Anche sulla base dei risultati della consultazione, nonché sulle evidenze degli studi che la Commissione ha affidato al Centro comune di ricerca (JRC) sui temi dell'ottimizzazione e della crescita della raccolta differenziata, si prevede la presentazione di una proposta legislativa di modifica della direttiva quadro entro la prima metà del 2023.

¹¹ Il meccanismo "EPR-extended producer responsibility" implica che ai settori industriali indicati nella direttiva verrà chiesto di pagare per il trattamento degli inquinanti nocivi rilasciati a causa dell'uso dei loro prodotti. A lungo termine, la Commissione valuterà se altri settori possano essere soggetti a tale meccanismo. Gli stati membri dovranno provvedere affinché i produttori indicati esercitino collettivamente la loro responsabilità estesa, aderendo a un'organizzazione di responsabilità del produttore.

Tale proposta di revisione dovrebbe focalizzarsi sul miglioramento dei processi di raccolta differenziata, la cui qualità è considerata pre-condizione per l'incremento dei tassi di riciclo di materia, sull'eventuale adozione di ulteriori obiettivi quantitativi per le raccolte differenziate dei materiali ad ora non considerati nella direttiva quadro, sull'estensione/rafforzamento degli schemi di responsabilità del produttore e sul trattamento, nel quadro della gerarchia comunitaria dei rifiuti, dell'impiantistica di recupero di energia (tema, quest'ultimo, controverso e collegato al dialogo interistituzionale in corso al momento della stesura di questa *Relazione Annuale*, relativo alla riforma dello schema comunitario di scambio dei diritti di emissione, relativamente al quale il Parlamento europeo ha proposto l'inclusione degli inceneritori di rifiuti);

- una proposta di regolamento del 30 novembre 2022 sugli imballaggi e rifiuti da imballaggi e sull'incidenza sull'ambiente di determinati prodotti di plastica. La proposta di regolamento, all'attenzione di Consiglio e Parlamento europeo al momento della redazione della presente *Relazione Annuale*, incontra le richieste del Parlamento europeo in sede di approvazione del Piano per l'economia circolare, promuovendo lo spostamento del focus legislativo dal riciclo alla riduzione dei rifiuti. Al riguardo, si prevedono, al fine di ridurre i rifiuti da imballaggio, obiettivi di riduzione dell'immissione in commercio di imballaggi (- 5% *pro capite* entro il 2030, - 10% entro il 2035 e - 15% entro il 2040) e misure volte all'incremento del riutilizzo, anziché dell'immissione del rifiuto da imballaggio nella filiera del riciclo; filiera alla quale sono stati assegnati obiettivi più stringenti, quali soglie minime di materiale riciclato presente nei nuovi imballaggi (per esempio, 50% in PET dal 2030). A differenza della proposta di revisione della direttiva, di cui si è detto al punto precedente, la proposta di regolamento (che entrerebbe in vigore immediatamente dopo la sua approvazione da parte del Consiglio e del Parlamento europeo) prevede un più rapido iter di approvazione legislativa, che richiede una sostanziale revisione delle regole applicabili agli imballaggi e ai rifiuti da imballaggio, a poco più di due anni dall'entrata in vigore del Pacchetto economia circolare. Se approvato, il regolamento sulla tendenziale riduzione dei rifiuti da imballaggio eserciterà effetti indiretti sulla regolazione, nella misura in cui si evidenziassero costi relativi a investimenti non recuperabili a seguito della riduzione del flusso dei rifiuti da imballaggio immessi nel circuito della raccolta differenziata e del riciclo, e se si decidesse di tenere conto, nella formazione degli incentivi tariffari a supporto di azioni virtuose in termini di circolarità, degli obiettivi di riduzione dei rifiuti, accanto o in luogo degli incentivi per le azioni di incremento dell'avvio a riciclo.

Benché non collegabili direttamente alle attività di questa Autorità, ma in linea con gli sviluppi dell'economia circolare, si segnala, altresì, l'adozione del regolamento (UE) 520/2022 della Commissione del 31 marzo 2022, che modifica il regolamento (CE) 1418/2007 relativo all'esportazione di alcuni rifiuti destinati al recupero, e la pubblicazione dello studio, propedeutico all'adozione di ulteriore regolamentazione, sull'inclusione di nuovi flussi di rifiuti nel dominio dei criteri comunitari per la qualifica "end of waste" ("*Scoping possible further EU-wide end-of-waste and by-product criteria*", pubblicazione congiunta JRC e Commissione del 2 aprile 2022).

Evoluzione della legislazione italiana

Al fine di fare fronte ai preoccupanti rialzi dei prezzi dell'energia, dovuti anche al persistere del conflitto bellico in Ucraina, numerosissimi sono stati i provvedimenti legislativi emanati nel corso del 2022. Di essi si darà conto nel prosieguo, soffermandosi, in particolare, sulle disposizioni di immediato e diretto interesse di questa Autorità.

Il primo provvedimento in esame è il decreto legge 30 dicembre 2021, n. 228, convertito dalla legge 25 febbraio 2022, n. 15, *"Disposizioni urgenti in materia di termini legislativi"*, che, all'articolo 11, comma 4, proroga al 31 dicembre 2026 il periodo di godimento dei benefici riconosciuti alle imprese energivore per l'impegno a finanziare la realizzazione di alcune linee di interconnessione con l'estero (*interconnector*) e demanda a questa Autorità il compito di aggiornare le delibere recanti l'elenco dei paesi esteri nei mercati dei quali gli assegnatari possono acquistare l'energia elettrica oggetto del servizio di importazione virtuale.

Il comma 5-*octies* del medesimo articolo dispone la rideterminazione – su proposta di questa Autorità e con decreto del Ministero della transizione ecologica (ora Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica) e del Ministero dell'economia e delle finanze – delle modalità di riscossione degli oneri generali di sistema di cui all'articolo 33-*ter* del decreto legge 31 maggio 2021, n. 77, da effettuarsi entro il 30 giugno 2022, in modo che tali somme siano versate alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) senza entrare nella disponibilità dei venditori.

Si pone poi in evidenza il decreto legge 27 gennaio 2022, n. 4, convertito dalla legge 28 marzo 2022, n. 25, *"Misure urgenti in materia di sostegno alle imprese e agli operatori economici, di lavoro, salute e servizi territoriali, connesse all'emergenza da COVID-19, nonché per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico"*.

L'art. 14 del suddetto provvedimento, al comma 1, affida al regolatore nazionale il compito di annullare per il primo trimestre 2022 le aliquote relative agli oneri generali di sistema applicate alle utenze con potenza disponibile pari o superiore a 16,5 kW, anche connesse in media e alta/altissima tensione, o per usi di illuminazione pubblica o di ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico. Il comma 2 reca la copertura degli oneri, pari a 1.200 milioni per il 2022, mediante corrispondente utilizzo di quota parte dei proventi delle aste delle quote di emissione di CO₂ relativi al 2022, che sono versati mensilmente dal Gestore dei servizi energetici (GSE) sull'apposito conto presso la Tesoreria dello Stato e poi reimputati alla CSEA.

Al fine di sostenere le famiglie e le persone che utilizzano presso la propria abitazione l'energia elettrica per apparecchiature mediche necessarie per il mantenimento in vita, l'art. 14-*bis* istituisce un fondo presso la Presidenza del Consiglio, con una dotazione di 500.000 euro per il 2022.

L'art. 15-*bis*, al comma 1, prevede l'applicazione, dal 1° febbraio al 31 dicembre 2022, di un meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell'energia, in riferimento all'energia elettrica immessa in rete da: i) impianti fotovoltaici di potenza superiore a 20 kW che beneficiano di premi fissi derivanti dal meccanismo del Conto energia, non dipendenti dai prezzi di mercato; ii) impianti di potenza superiore a 20 kW alimentati da fonte solare, idroelettrica, geotermoelettrica ed eolica che non accedono a meccanismi di incentivazione, entrati in esercizio prima del 1° gennaio 2010.

Vale porre in evidenza anche il decreto legge 25 febbraio 2022, n. 14, convertito in legge 5 aprile 2022, n. 28, recante *"Disposizioni urgenti sulla crisi in Ucraina"*, che all'art. 5-*bis* reca disposizioni per l'adozione di misure preventive necessarie alla sicurezza del sistema nazionale del gas naturale. Nel dettaglio, il comma 1 prevede che, per fronteggiare l'eccezionale instabilità del sistema nazionale del gas naturale derivante dalla guerra in Ucraina e consentire il riempimento degli stoccaggi di gas per l'anno termico 2022-2023, possano essere adottate mi-

sure, finalizzate all'aumento della disponibilità di gas e alla riduzione programmata dei consumi di gas, previste dal Piano di emergenza del sistema italiano del gas naturale a prescindere dalla dichiarazione del livello di emergenza. In tal caso, il comma 2 del medesimo art. 5-*bis* affida a Terna il compito di predisporre un programma di massimizzazione dell'impiego degli impianti di generazione di energia elettrica con potenza termica nominale superiore a 300 MW che utilizzino carbone o olio combustibile in condizioni di regolare esercizio, per il periodo di durata dell'emergenza, fermo restando il contributo degli impianti alimentati a energie rinnovabili. Terna trasmette settimanalmente al Ministero di riferimento e all'Autorità un programma di utilizzo dei suddetti impianti ed effettua il dispacciamento degli stessi, nel rispetto dei vincoli di sicurezza della rete, in modo da massimizzarne l'utilizzo, nonché assimilandoli alle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico. L'Autorità definisce, quindi, i corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori costi sostenuti dai suddetti impianti, nonché i corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori costi rispetto ai proventi derivanti dalla vendita di energia sul mercato elettrico strettamente necessari per sostenere l'esercizio dei predetti impianti nel periodo emergenziale.

Si rileva che il decreto legge 28 febbraio 2022, n. 16, recante *"Ulteriori misure urgenti per la crisi in Ucraina"*, è stato abrogato dalla legge 5 aprile 2022, n. 28, *"Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 25 febbraio 2022, n. 14, recante disposizioni urgenti sulla crisi in Ucraina"*; le disposizioni del predetto decreto sono confluite in quest'ultima norma.

Si cita ora la legge 27 aprile 2022, n. 34, di conversione del decreto legge 1° marzo 2022, n. 17, recante *"Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali"*, che, tra le numerose disposizioni di interesse, all'art. 1, comma 1, affida al regolatore nazionale il compito di annullare, anche per il secondo trimestre 2022 (aprile-giugno), le aliquote relative agli oneri generali di sistema applicate alle utenze domestiche e non domestiche in bassa tensione, per altri usi, con potenza disponibile fino a 16,5 kW. Il comma 2 affida, altresì, a questa Autorità il compito di annullare, per il secondo trimestre 2022, le aliquote relative agli oneri generali di sistema applicate alle utenze con potenza disponibile pari o superiore a 16,5 kW, anche connesse in media e alta/altissima tensione o per usi di illuminazione pubblica o di ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico.

L'art. 2-*bis*, comma 1, del suddetto decreto legge n. 17/2022 affida all'Autorità il compito di effettuare la rendicontazione – da trasmettere entro il 16 maggio 2022 al Ministero dell'economia e delle finanze, al Ministero della transizione ecologica e alle competenti Commissioni parlamentari – dell'utilizzo delle risorse destinate al contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nei settori elettrico e del gas naturale, con particolare riguardo alle disponibilità in conto residui trasferite alla CSEA.

Il comma 3 affida ancora all'Autorità, a decorrere dal 1° giugno 2022, il compito di individuare ulteriori misure di contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nei settori elettrico e del gas naturale, di effettuare la rendicontazione dell'utilizzo delle risorse destinate a tali misure e di trasmetterla ai già citati Ministeri e alle competenti Commissioni parlamentari. A tali soggetti è destinata anche una relazione sull'effettivo utilizzo delle risorse destinate al contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nei settori elettrico e del gas naturale per l'anno in corso, con particolare riferimento alle disponibilità in conto residui trasferite alla CSEA, distinguendo nel dettaglio tra il comparto elettrico e il comparto del gas (comma 4).

Il successivo art. 3, comma 1, rafforza le agevolazioni relative alle tariffe elettriche già riconosciute ai clienti domestici economicamente svantaggiati e ai clienti domestici in gravi condizioni di salute e la compensazione per la fornitura di gas naturale, affidando all'Autorità il compito di rideterminarle per minimizzare gli incrementi della spesa per la fornitura, previsti per il secondo trimestre 2022, fino alla concorrenza dell'importo di 400 milioni.

Sempre prestando attenzione ai clienti vulnerabili e in condizioni di povertà energetica, l'art. 3-*bis* demanda a un decreto del Ministro della transizione ecologica l'adozione della Strategia nazionale contro la povertà energetica, al fine di stabilire gli obiettivi indicativi periodici per l'elaborazione, a livello nazionale, di misure strutturali e di lungo periodo e per l'integrazione delle azioni in corso di esecuzione e di quelle programmate nell'ambito delle politiche pubbliche.

L'art. 9-*quater*, al comma 1, modifica l'art. 13, comma 6, del decreto del Presidente della Repubblica n. 670/1972, ampliando l'ambito di operatività della proroga di diritto delle concessioni, ancorché scadute, per le grandi derivazioni a scopo idroelettrico accordate nelle province autonome di Trento e di Bolzano e stabilisce che tale proroga opera non solo per le concessioni con termine di scadenza anteriore al 31 dicembre 2023, ma anche per quelle che prevedono un termine di scadenza "a data successiva individuata dallo Stato per analoghe concessioni di grandi derivazioni idroelettriche situate nel territorio nazionale".

L'art. 10-*ter* prevede misure per lo sviluppo delle fonti rinnovabili e per il contenimento dei prezzi energetici; mentre l'art. 16, al fine di contribuire al rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale a prezzi ragionevoli per i clienti finali e, contestualmente, alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti, demanda al GSE, o alle società da esso controllate, l'avvio di procedure per l'approvvigionamento di lungo termine di gas naturale di produzione nazionale dai titolari di concessioni di coltivazione di gas.

Infine, l'art. 16-*bis*, comma 1, allo scopo di garantire la piena integrazione e remunerazione di medio termine degli investimenti in fonti rinnovabili nel mercato elettrico, nonché di trasferire ai consumatori partecipanti al mercato elettrico i benefici conseguenti alla predetta integrazione, prevede che il GSE offra un servizio di ritiro e di acquisto di energia elettrica da fonti rinnovabili prodotta da impianti stabiliti nel territorio nazionale, mediante la stipulazione di contratti a lungo termine, di durata di almeno tre anni.

Giova richiamare anche il decreto legge 21 marzo 2022, n. 21, convertito in legge 20 maggio 2022, n. 51, recante "*Misure urgenti per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina*", che, all'art. 6, comma 1, estende la platea delle famiglie che possono accedere ai bonus sociali (elettricità e gas), innalzando, per il periodo 1° aprile-31 dicembre 2022, il valore soglia dell'ISEE necessario per la fruizione a 12.000 euro (attualmente fissato a 8.265 euro). Il comma 1-*bis* precisa che per il periodo indicato l'incremento ISEE si applica ai fini dell'estensione dei benefici e con le modalità previste dall'art. 3 ("*Rafforzamento del bonus sociale elettrico e gas*") del già citato decreto legge n. 17/2022.

L'art. 6-*bis* proroga dal 30 aprile al 30 giugno 2022 le disposizioni recate dalla legge di bilancio 2022 che permettono il pagamento rateizzato delle bollette elettriche e del gas per i clienti domestici.

L'art. 7, comma 5, pone in capo ai titolari dei contratti di approvvigionamento di volumi di gas per il mercato italiano il compito di trasmettere, la prima volta entro 15 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto in analisi,

al Ministero della transizione ecologica e a questa Autorità i suddetti contratti, i nuovi contratti che verranno sottoscritti e le modifiche.

Il comma 6 incrementa di 25 unità la pianta organica del personale di questa autorità amministrativa indipendente, per ottemperare ai maggiori compiti assegnati dalla normativa vigente, con specifico riferimento al monitoraggio e al controllo dei mercati energetici.

Si cita ancora il decreto legge 30 aprile 2022, n. 36, convertito in legge 29 giugno 2022, n. 79, recante *"Ulteriori misure urgenti per l'attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR)"*, il cui art. 2 inserisce l'art. 35-ter nel decreto legislativo n. 165/2001 (*"Norme generali sull'ordinamento del lavoro alle dipendenze delle amministrazioni pubbliche"*). Detto nuovo articolo prevede che le assunzioni a tempo determinato e indeterminato nelle amministrazioni pubbliche centrali (incluse le autorità amministrative indipendenti) avvengano mediante concorsi pubblici, ai quali si accede esclusivamente mediante il Portale unico del reclutamento della Presidenza del Consiglio – Dipartimento della funzione pubblica, che ne cura la gestione.

In merito alla legge 17 maggio 2022, n. 60, recante *"Disposizioni per il recupero dei rifiuti in mare e nelle acque interne e per la promozione dell'economia circolare («Legge Salvamare»)"*, si evidenzia l'art. 2, che, al comma 7, prevede che, al fine di distribuire sull'intera collettività nazionale gli oneri derivanti dai rifiuti accidentalmente pescati (ossia, quelli che sono raccolti occasionalmente in mare, nei laghi, nei fiumi e nelle lagune dalle reti durante le operazioni di pesca con qualunque mezzo), i costi di gestione siano coperti con una specifica componente della tariffa di gestione del servizio integrato dei rifiuti, quale componente aggiuntiva della tassa sui rifiuti oppure come componente aggiuntiva della tariffa istituita dai comuni che hanno realizzato sistemi di misurazione puntuale della quantità di rifiuti conferiti al servizio pubblico e che prevedono l'applicazione di una tariffa avente natura corrispettiva. Il comma 8 demanda a questa Autorità la disciplina dei criteri e delle modalità per la definizione della suddetta componente specifica e per la sua indicazione negli avvisi di pagamento separatamente rispetto alle altre voci, nonché l'individuazione dei soggetti e degli enti tenuti a fornire i dati e le informazioni necessari per la determinazione della componente medesima e, infine, la definizione dei termini entro i quali tali dati e informazioni devono essere forniti. L'Autorità è tenuta, altresì, a svolgere l'attività di vigilanza sul corretto utilizzo delle risorse relative al gettito della nuova componente tariffaria.

Si evidenzia la legge 21 giugno 2022, n. 78, che delega il Governo ad adottare, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della suddetta legge, uno o più decreti legislativi recanti la disciplina dei contratti pubblici, anche al fine di adeguarla al diritto europeo e ai principi espressi dalla giurisprudenza della Corte costituzionale e di razionalizzare, di riordinare e di semplificare la disciplina vigente in materia di contratti pubblici relativi a lavori, servizi e forniture.

Si rileva che il decreto legge 30 giugno 2022, n. 80, recante *"Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale per il terzo trimestre 2022 e per garantire la liquidità delle imprese che effettuano stoccaggio di gas naturale"* (c.d. *"DL Bollette"*), è stato abrogato dalla legge 15 luglio 2022, n. 91, e le disposizioni in esso contenute sono confluite in quest'ultima norma, recante *"Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 17 maggio 2022, n. 50, recante misure urgenti in materia di politiche energetiche nazionali, produttività delle imprese e attrazione degli investimenti, nonché in materia di politiche sociali e di crisi Ucraina"*.

Tra le disposizioni di maggiore rilievo del decreto legge n. 50/2022, convertito in legge 91/2022, si segnala l'art. 1 che affida all'Autorità il compito di rideterminare per il terzo trimestre del 2022 le agevolazioni relative alle tariffe per la fornitura di energia elettrica riconosciute ai clienti domestici economicamente svantaggiati e a quelli in gravi condizioni di salute e la compensazione per la fornitura di gas naturale (bonus elettrico e bonus gas), riconosciute sulla base dell'ISEE nel limite delle risorse disponibili nel bilancio di CSEA per il 2022, con l'obiettivo di mantenere inalterata rispetto al secondo trimestre del 2022, la spesa dei clienti beneficiari delle agevolazioni corrispondenti ai profili-tipo dei titolari dei suddetti benefici. L'Autorità individua la specifica comunicazione da inserire nelle fatture per i clienti domestici.

Si cita anche l'art. 1-*bis* che assegna ad Acquirente unico il compito di svolgere il servizio di approvvigionamento di energia elettrica utilizzando tutti gli strumenti disponibili sui mercati regolamentati dell'energia elettrica e all'Autorità quello di adottare disposizioni per assicurare l'assegnazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici, mediante procedure competitive da concludersi entro il 1° gennaio 2024, garantendo la continuità della fornitura di energia elettrica.

Gli artt. 1-*ter* e 1-*quater* attribuiscono poi all'Autorità la funzione di annullare per il terzo trimestre del 2022 le aliquote relative agli oneri generali di sistema nel settore elettrico applicate alle utenze domestiche e non domestiche in bassa tensione, per altri usi, con potenza disponibile fino a 16,5 kW e quelle relative agli oneri generali di sistema applicate alle utenze con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, anche connesse in media e alta/altissima tensione o per usi di illuminazione pubblica o di ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico, per un onere pari a 1.915 milioni per il 2022; nonché il compito di ridurre ulteriormente le aliquote relative agli oneri generali di sistema per il settore del gas fino a concorrenza dell'importo di 240 milioni con particolare riferimento agli scaglioni di consumo fino a 5.000 metri cubi annui.

Da ultimo, l'art. 5-*bis* pone in capo al GSE il compito di provvedere a erogare un servizio di riempimento di ultima istanza tramite l'acquisto di gas naturale, ai fini del suo stoccaggio e della successiva vendita entro il 31 dicembre 2022, nel limite di un controvalore pari a 4.000 milioni.

In merito alla legge 5 agosto 2022, n. 118, "*Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021*", si rimarca l'art. 6 che ha previsto una dettagliata disciplina delle concessioni di distribuzione del gas naturale, al fine di valorizzare adeguatamente le reti di distribuzione del gas di proprietà degli enti locali e di rilanciare gli investimenti nel settore della distribuzione, accelerando al contempo le procedure per le gare per il servizio di distribuzione di gas naturale previste dal regolamento di cui al decreto ministeriale 12 novembre 2011, n. 226.

L'art. 7 della legge n. 118/2021 reca disposizioni in materia di concessioni di grande derivazione idroelettrica e l'art. 15, al comma 2, integra l'art. 202 del Testo unico ambientale sull'affidamento del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani, demandando a questa Autorità il compito di definire adeguati standard tecnici e qualitativi per lo svolgimento dell'attività di smaltimento e di recupero dei rifiuti urbani, verificando i livelli minimi di qualità e la copertura dei costi efficienti. A tal fine, l'Autorità potrà richiedere agli operatori informazioni relative ai costi di gestione, alle caratteristiche dei flussi e a ogni altro elemento idoneo a monitorare le modalità di svolgimento dell'attività di smaltimento e di recupero e la loro incidenza sui corrispettivi applicati all'utenza finale.

Si segnala, altresì, la legge 4 agosto 2022, n. 127, *“Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l’attuazione di altri atti normativi dell’Unione europea – Legge di delegazione europea 2021”* che, all’art. 21, individua i principi e i criteri direttivi per il recepimento della direttiva 2020/2184/UE, concernente la qualità delle acque destinate al consumo umano.

Con il decreto legge 9 agosto 2022, n. 115, convertito in legge 21 settembre 2022, n. 142, recante *“Misure urgenti in materia di energia, emergenza idrica, politiche sociali e industriali”*, si affida ancora a questa Autorità il compito di rideterminare, anche per il quarto trimestre del 2022, le agevolazioni relative alle tariffe per la fornitura di energia elettrica riconosciute ai clienti domestici economicamente svantaggiati e ai clienti domestici in gravi condizioni di salute e le compensazioni per la fornitura di gas naturale riconosciute sulla base del valore soglia dell’ISEE (12.000 euro), con l’obiettivo di contenere la variazione rispetto al trimestre precedente della spesa dei clienti agevolati corrispondenti ai profili-tipo dei titolari dei suddetti benefici, nel limite di 2.420 milioni complessivi tra elettricità e gas per il 2022 (art. 1).

L’art. 2 del suddetto provvedimento definisce i clienti vulnerabili, ossia i clienti civili che si trovano in condizioni economicamente svantaggiate; che rientrano tra i soggetti con disabilità; le cui utenze sono ubicate nelle isole minori non interconnesse; le cui utenze sono ubicate in strutture abitative di emergenza a seguito di eventi calamitosi; e con un’età superiore ai 75 anni. A tali clienti, a decorrere dal 1° gennaio 2023, i fornitori e gli esercenti il servizio di fornitura di ultima istanza sono tenuti a offrire la fornitura di gas naturale a un prezzo che rifletta il costo effettivo di approvvigionamento nel mercato all’ingrosso, i costi efficienti del servizio di commercializzazione e le condizioni contrattuali e di qualità del servizio, come definiti dall’Autorità che ha il mandato di determinare anche le specifiche misure perequative a favore degli esercenti il servizio di fornitura di ultima istanza.

L’art. 3 sospende le modifiche unilaterali dei contratti di fornitura di energia elettrica e gas naturale da parte dell’impresa fornitrice di energia elettrica e gas naturale.

In virtù dell’art. 4, l’Autorità annulla, per il quarto trimestre 2022, le aliquote relative agli oneri generali del sistema elettrico applicate alle utenze domestiche e alle utenze non domestiche in bassa tensione, per altri usi, con potenza disponibile fino a 16,5 kW e anche superiore a tale potenza, anche connesse in media e alta/altissima tensione o per usi di illuminazione pubblica o di ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico. In base all’art. 5, l’Autorità mantiene inalterate le aliquote relative agli oneri generali di sistema per il settore del gas naturale in vigore nel terzo trimestre 2022.

Con l’art. 11 si proroga al 30 giugno 2023 l’applicazione del meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell’energia, previsto dall’art. 15-*bis* del decreto legge n. 4/2022, con riferimento all’energia elettrica immessa in rete da: impianti fotovoltaici di potenza superiore a 20 kW che beneficiano di premi fissi derivanti dal meccanismo del Conto energia, non dipendenti dai prezzi di mercato; impianti di potenza superiore a 20 kW alimentati da fonte solare, idroelettrica, geotermoelettrica ed eolica che non accedono a meccanismi di incentivazione, entrati in esercizio prima del 1° gennaio 2010. Il comma 11 del medesimo articolo dispone l’avvalimento da parte dell’Autorità del GSE e delle società da esso controllate per svolgere i compiti previsti dalla legge istitutiva 4 novembre 1995, n. 481 e s.m.i., anche relativamente al settore idrico, del telecalore e dei rifiuti urbani e assimilati.

Con l'art. 14 si provvede a rafforzare la *governance* della gestione del servizio idrico integrato.

Segue poi il decreto legge 23 settembre 2022, n. 144, convertito in legge 17 novembre 2022, n. 175, recante "*Ulteriori misure urgenti in materia di politica energetica nazionale, produttività delle imprese, politiche sociali e per la realizzazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR)*", che, all'art. 9, integra l'art. 5 del già citato decreto legge n. 50/2022, che definiva interventi strategici di pubblica utilità, indifferibili e urgenti le opere finalizzate all'incremento della capacità di rigassificazione nazionale mediante unità galleggianti di stoccaggio e di rigassificazione da allacciare alla rete di trasporto esistente alla data di emanazione del decreto, incluse le connesse infrastrutture. Tale art. 9 reca disposizioni per la realizzazione di nuova capacità di rigassificazione, prevedendo che le norme in proposito si applicano alle istanze presentate anche qualora, in sede di autorizzazione, siano imposte prescrizioni, ovvero sopravvengano fattori che impongano modifiche sostanziali o localizzazioni alternative.

L'art. 42 modifica il comma 6 dell'art. 15-*bis* ("*Ulteriori interventi sull'elettricità prodotta da impianti a fonti rinnovabili*") del decreto legge n. 4/2022 in materia di attuazione delle disposizioni relative al meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell'energia, prevedendo che questa Autorità disciplini solo le modalità di attuazione dell'art. 15-*bis* e non anche le modalità con le quali i proventi sono versati in un apposito fondo istituito presso CSEA e portati a riduzione del fabbisogno a copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico. I proventi derivanti dall'attuazione della norma saranno invece versati dal GSE, entro il 30 novembre 2022, in modo cumulato per il periodo da febbraio ad agosto 2022 e su base mensile per i mesi successivi, all'entrata del bilancio dello Stato e restano acquisiti all'erario fino a concorrenza dell'importo complessivo di 3.739 milioni.

L'avvio della XIX Legislatura, a seguito delle elezioni politiche del 25 settembre 2022 per il rinnovo della composizione della Camera dei deputati e del Senato della Repubblica, si apre, per quanto di interesse, con l'approvazione della legge 29 dicembre 2022, n. 197, "*Legge di bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2023 e bilancio pluriennale per il triennio 2023-2025*", che consente a questa istituzione di annullare, per il primo trimestre 2023, le aliquote relative agli oneri generali di sistema elettrico applicate alle utenze domestiche e alle utenze non domestiche in bassa tensione, per altri usi, con potenza disponibile fino a 16,5 kW (commi 11 e 12) e di fissare una componente negativa degli oneri generali di sistema per il settore del gas naturale per gli scaglioni di consumo fino a 5.000 metri cubi annui, fino alla concorrenza dell'importo di 3.043 milioni, mantenendo l'azzeramento di tutte le altre aliquote di tali oneri per un valore pari a 500 milioni (comma 15).

Il comma 16 prevede l'applicazione dell'IVA agevolata al 5% alle forniture dei servizi di teleriscaldamento contabilizzate nelle fatture emesse per i consumi stimati o effettivi dei mesi di gennaio, febbraio e marzo dell'anno 2023.

Con il comma 17 è innalzato, per il 2023, a 15.000 euro il valore soglia dell'ISEE dei nuclei familiari dei clienti domestici economicamente svantaggiati ammessi al bonus sociale per la fornitura di energia elettrica e gas naturale. L'Autorità è tenuta a rideterminare, per il primo trimestre 2023, le agevolazioni per tali clienti, nel limite di 2.400 milioni complessivi tra elettricità e gas (comma 18).

In attuazione dell'impegno assunto dalla *milestone* M1C2-7 del PNRR in materia di oneri di sistema, i commi da 20 a 23 della legge in analisi prevedono che gli oneri nucleari inseriti nelle bollette elettriche e le misure di compensazione territoriale non siano più soggetti all'obbligo di riscossione da parte dei fornitori di energia. Pertanto,

è abrogato l'art. 1, comma 298, della legge finanziaria 2005 e l'art. 1, comma 493, della legge finanziaria 2006 che prevedevano che una parte del gettito derivante dagli oneri nucleari riscossi dai fornitori fosse annualmente versata al bilancio dello Stato a compensazione degli interventi previsti.

Il comma 24 istituisce poi nello stato di previsione del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica un fondo, con una dotazione di 220 milioni per il 2023, da destinare al contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore del gas naturale per i clienti finali. Il successivo comma 25 prevede che, con provvedimento di questa istituzione, possano essere sospesi, fino al 31 gennaio 2023, i procedimenti di interruzione della fornitura del gas naturale per i clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto del gas naturale, nel limite di 50 milioni.

Il comma 26 autorizza la spesa di 350 milioni per il 2023 per la compensazione finanziaria derivante dal riconoscimento dei costi sostenuti da Snam (responsabile del bilanciamento del gas naturale) per il servizio di riempimento di ultima istanza dello stoccaggio. Le risorse sono trasferite a CSEA, previa comunicazione da parte dell'Autorità dell'effettivo fabbisogno derivante dalla vendita da parte di Snam, nel limite delle risorse autorizzate ai sensi del suddetto comma. Eventuali risorse residue sono destinate alla riduzione, nel 2023, degli oneri generali di sistema per il settore del gas naturale.

Il comma 30 prevede l'applicazione, a decorrere dal 1° dicembre 2022 e fino al 30 giugno 2023, di un tetto sui ricavi di mercato ottenuti dalla produzione dell'energia elettrica, attraverso un meccanismo di compensazione a una via, in riferimento all'energia elettrica immessa in rete da: i) impianti a fonti rinnovabili non rientranti nell'ambito di applicazione dell'art. 15-*bis* del decreto legge n. 4/2022; ii) impianti alimentati da fonti non rinnovabili di cui all'art. 7, comma 1, del regolamento (UE) 1854/2022.

Si istituisce poi, al comma 41, un servizio di riduzione dei consumi di energia elettrica fino al 31 marzo 2023, affidato da Terna con procedure concorsuali aperte a tutti i clienti o gruppi di clienti, per il conseguimento degli obiettivi di riduzione dei consumi di energia elettrica nelle ore di punta, previsti dall'art. 4 del regolamento (UE) 1854/2022 del 6 ottobre 2022. La proposta di procedura è inviata al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica per l'approvazione, dopo avere sentito l'Autorità.

Infine, il comma 756 proroga al 31 dicembre 2023 il termine per la sospensione dei pagamenti delle fatture relative ai settori dell'energia elettrica, dell'acqua e del gas, inclusi i gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti canalizzate, nei comuni colpiti dagli eventi sismici, per i titolari di utenze che abbiano dichiarato, entro il 30 aprile 2021, con trasmissione della dichiarazione agli enti competenti (Agenzia delle entrate e INPS), l'inagibilità del fabbricato, della casa di abitazione, dello studio professionale o dell'azienda o la permanenza dello stato di inagibilità già dichiarato.

Giova citare ancora il decreto legge 18 novembre 2022, n. 176, recante "*Misure urgenti di sostegno nel settore energetico e di finanza pubblica*", poi convertito dalla legge 13 gennaio 2023, n. 6. Infatti, l'art. 3 del predetto decreto reca misure di sostegno per fronteggiare gli aumenti delle bollette. Nel dettaglio, le imprese con utenze intestate con sede in Italia possono chiedere la rateizzazione degli importi dovuti a titolo di corrispettivo per la componente energetica di elettricità e di gas naturale utilizzato per usi diversi dagli usi termoelettrici ed eccedenti l'importo medio contabilizzato, a parità di consumo, nel periodo di riferimento compreso tra il 1° gennaio e

il 31 dicembre 2021, per i consumi effettuati dal 1° ottobre 2022 al 31 marzo 2023 e fatturati entro il 30 settembre 2023 (comma 1). L'impresa che ha aderito al piano di rateizzazione, in caso di inadempimento nel pagamento di due rate anche non consecutive, decade dal beneficio della rateizzazione ed è tenuta al versamento, in un'unica soluzione, dell'intero importo residuo dovuto (comma 3).

L'art. 3-ter apporta modifiche alla disciplina del *close-out netting* per aumentare la liquidità dei mercati dell'energia e ridurre i costi delle transazioni, estendendo in via generalizzata, senza una scadenza temporale, tale clausola.

Si prevedono, all'art. 4, misure per l'incremento della produzione di gas naturale, al fine di contribuire al rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti e alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti, tra cui il metano, rispettando l'impegno volontario dell'Italia al *Global methane pledge*, rilanciato nella COP27, attraverso l'incremento dell'offerta di gas di produzione nazionale destinabile ai clienti finali industriali a prezzo accessibile.

Di notevole rilevanza l'art. 5 che, al comma 1, posticipa di un anno, ossia al 10 gennaio 2024, la fine delle tutele economiche nel settore del gas naturale.

Il comma 2 dello stesso art. 5 proroga: i) dal 31 dicembre 2022 al 10 novembre 2023 il termine finale per la vendita del gas naturale acquistato dal GSE nell'ambito dell'erogazione del servizio di riempimento di ultima istanza; ii) dal 20 dicembre 2022 al 20 novembre 2023 il termine per la restituzione da parte del GSE delle risorse trasferite per il servizio di riempimento di ultima istanza. Permane l'obbligo di restituzione da parte del GSE dell'importo ricevuto a titolo di prestito infruttifero per finanziare gli acquisti per erogare il servizio di riempimento di ultima istanza.

Inoltre, allo scopo di allineare la tutela dei clienti vulnerabili gas alla data della fine della tutela economica per i clienti domestici elettrici e gas (10 gennaio 2024), il comma 2-ter rinvia dal 1° gennaio 2023 al 10 gennaio 2024 il termine a decorrere dal quale i fornitori e gli esercenti il servizio di fornitura di ultima istanza sono tenuti a offrire ai clienti vulnerabili la fornitura di gas naturale a un prezzo che rifletta il costo effettivo di approvvigionamento nel mercato all'ingrosso, i costi efficienti del servizio di commercializzazione e le condizioni contrattuali e di qualità del servizio, come definiti dal regolatore.

Ancora si evidenzia che il Consiglio dei ministri, il 21 dicembre 2022, ha approvato definitivamente il decreto legislativo 23 dicembre 2022, n. 201, recante "*Riordino della disciplina dei servizi pubblici locali di rilevanza economica*".

Infine, si cita il decreto legge 29 dicembre 2022, n. 198, convertito dalla legge 24 febbraio 2023, n. 14, recante "*Disposizioni urgenti in materia di termini legislativi*", che, all'art. 11, comma 8, proroga al 30 giugno 2023 la sospensione dell'efficacia di ogni eventuale clausola contrattuale che consenta all'impresa fornitrice di energia elettrica e di gas naturale di modificare unilateralmente le condizioni generali di contratto relative alla definizione del prezzo, ancorché sia contrattualmente riconosciuto alla controparte il diritto di recesso. La norma non si applica alle clausole contrattuali che consentono all'impresa fornitrice di energia elettrica e di gas naturale di aggiornare le condizioni economiche contrattuali alla scadenza delle stesse, nel rispetto dei termini di preavviso contrattualmente previsti e fermo restando il diritto di recesso della controparte.

Il comma 8-*bis*, in considerazione di quanto disposto dall'art. 22, comma 2-*bis*, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, prevede che, fino al 30 settembre 2023, nel limite delle risorse effettivamente disponibili, questa Autorità individui il fabbisogno di risorse da destinare al contenimento delle conseguenze derivanti agli utenti finali dagli aumenti dei prezzi nel settore del gas naturale prioritariamente per finanziare i meccanismi di reintegrazione di morosità a favore degli esercenti il servizio di *default* distribuzione e il servizio di fornitura di ultima istanza, prevedendo al contempo modalità finalizzate a ridurre le tempistiche di versamento di tali importi. Eventuali ulteriori risorse residue sono destinate alla riduzione, nel 2023, degli oneri generali di sistema per il settore del gas naturale.

Il comma 8-*octies* apporta modifiche all'art. 11 ("*Incentivi in materia di biogas e produzione di biometano*") del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, che attua la direttiva 2018/2001/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, stabilendo che i decreti con i quali dovranno essere attuate e coordinate le modalità di incentivazione del biometano prodotto o immesso nella rete del gas naturale dovranno essere adottati entro il 31 dicembre 2023 e che potranno estendere l'incentivo tariffario anche alla produzione di combustibili gassosi da fonti rinnovabili, inclusa la produzione di idrogeno originato dalle biomasse.

Il comma 8-*novies* stabilisce che il programma di massimizzazione dell'impiego degli impianti di generazione di energia elettrica con potenza termica nominale superiore a 300 MW che utilizzino carbone o olio combustibile in condizioni di regolare esercizio, predisposto da Terna, che può comprendere l'utilizzo degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da bioliquidi sostenibili, possa prevedere, esclusivamente durante il periodo emergenziale e, comunque, almeno fino al 31 marzo 2024, anche l'alimentazione tramite combustibile convenzionale.

Si fa, da ultimo, presente che numerose sono state le disposizioni emanate nel corso dell'anno per la semplificazione dei procedimenti di autorizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili.



CAPITOLO

2



**RAPPORTI
ISTITUZIONALI
E ACCOUNTABILITY**

INTERSETTORIALE

Coordinamento internazionale

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

L'Autorità da anni collabora attivamente con gli altri regolatori europei: nell'ambito del Comitato dei regolatori e dei gruppi di lavoro dell'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER), attraverso il Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER) e le piattaforme regionali previste dai regolamenti europei per il mercato elettrico, e anche attraverso incontri bilaterali per approfondire la discussione su tematiche di comune interesse, in particolare con i regolatori dei paesi confinanti. Nel corso del 2022, in continuità con gli anni precedenti, è proseguita l'interazione sull'implementazione dei codici di rete e delle linee guida adottate in esito al Terzo pacchetto energia e nel recepimento delle disposizioni rientranti nel cosiddetto Pacchetto energia pulita per tutti i cittadini (*Clean Energy Package*). Anche in campo ambientale l'Autorità svolge un ruolo chiave nel promuovere la collaborazione tra regolatori europei soprattutto attraverso la presidenza di WAREG, il *network* dei regolatori europei del servizio idrico integrato.

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

L'ACER è l'Agenzia europea introdotta con il Terzo pacchetto energia per favorire la cooperazione fra le autorità di regolazione dei paesi dell'Unione e assisterle "nell'esercizio, a livello comunitario, delle funzioni di regolazione svolte negli stati membri". L'assetto di funzionamento è attualmente disciplinato dal regolamento 942/2019 che ha apportato alcune novità relative alla *governance* e alle competenze dell'Agenzia. Con riferimento alle norme attuative che regolano il mercato europeo, ACER è responsabile di tutte le decisioni inerenti agli atti implementativi dei codici di rete che coinvolgono tutti i sistemi elettrici dei diversi stati membri. Rimane invece in capo alle autorità di regolazione la responsabilità di approvare gli atti implementativi che riguardano solo alcuni raggruppamenti di stati membri (regioni). ACER è altresì competente per l'adozione di una serie di metodologie ai sensi del regolamento 943/2019 inerenti all'adeguatezza del sistema e ai compiti dei *Regional Coordination Centres*.

A livello organizzativo ACER vede la presenza di un direttore, attualmente il danese Christian Zinglensen, e di un Comitato dei regolatori (*Board of Regulators* – BoR) cui partecipano i rappresentanti delle autorità di regolazione dei 27 paesi europei. Nel 2021 Clara Poletti, commissario ARERA, è stata rieletta *chair* del BoR. Il direttore propone le decisioni che l'Agenzia intende adottare al BoR che esprime un parere vincolante a maggioranza qualificata dei 2/3: con il nuovo regolamento 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'Agenzia ha anche un *Board of Appeal*, organo giurisdizionale di primo livello, competente per la disamina degli appelli presentati contro le decisioni adottate dall'Agenzia stessa.

L'Autorità, nell'ambito del proprio impegno con ACER, assume spesso ruoli di responsabilità nei gruppi di lavoro cui è affidata la predisposizione dei diversi dossier nella giurisdizione dell'Agenzia: in particolare nel corso del

2022 ARERA ha visto i propri rappresentanti in qualità di responsabili di specifiche *task force* relative al settore elettrico (*system operation* e infrastrutture).

Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER)

Il CEER è l'associazione europea che riunisce le Autorità nazionali di regolazione energetica; vede tra i suoi membri non solo i rappresentanti dei paesi dell'Unione europea, ma anche quelli di Regno Unito, Norvegia, Islanda e, in qualità di osservatori, Albania, Svizzera, Montenegro, Macedonia del Nord, Kosovo, Moldavia, Bosnia ed Erzegovina, Georgia e Serbia. Da dicembre 2018 il ruolo di Presidente è svolto da Annegret Groebel, rappresentante dell'autorità di regolazione tedesca.

ARERA da sempre partecipa attivamente alle diverse attività promosse dal CEER. Per il triennio 2022-2025 l'attività del CEER è focalizzata su tre aspetti fondamentali: assicurare il funzionamento del mercato in ottica di flessibilità; mettere i consumatori al centro del mercato, favorendone la partecipazione attiva; abilitare l'integrazione dei sistemi energetici, favorendo l'utilizzo delle fonti rinnovabili e l'innovazione. Inoltre, nel corso del 2022, il CEER, in collaborazione con ACER, ha partecipato al dibattito sulla proposta legislativa della Commissione riguardo alla riforma della direttiva gas (EC) 2009/73 e del regolamento gas (EC) 715/2009 (*Gas Decarbonization Package*). I regolatori europei hanno contribuito al dibattito portando la loro esperienza e competenza sui diversi temi oggetto della proposta di riforma, in particolare su quelli inerenti alla regolazione del settore idrogeno e alla difesa dei consumatori.

Il CEER è altresì promotore di diversi corsi aperti sia ai propri membri, sia ai partecipanti esterni, per i quali il personale ARERA è sovente coinvolto in qualità di docente e/o testimonial.

Coordinamento con la Svizzera

Come è noto la Svizzera non fa parte dell'Unione europea, tuttavia, stante la posizione centrale a livello geografico nel continente, essa riveste un ruolo importante per l'integrazione dei sistemi elettrici, sia dal punto di vista delle transazioni di mercato sia dal punto di vista della sicurezza dell'esercizio. Per tale motivo il regolatore svizzero ha da tempo attivo un coordinamento con le autorità di regolazione dei paesi confinanti per la definizione delle modalità di interazione del proprio sistema elettrico con quelli dei paesi dell'UE. Per quanto attiene, in particolare, al rapporto con ARERA, nel corso del 2022 sono proseguiti gli studi finalizzati a sostituire le aste esplicite per l'allocazione infragiornaliera della capacità di trasporto sul confine Italia-Svizzera con una allocazione continua del tipo *first come first served*, in coerenza con quanto già attuata sugli altri confini della Svizzera. Le aste esplicite continueranno, invece, a essere l'unica forma di allocazione 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 1719/2016 – FCA) e per l'orizzonte giornaliero (in quanto il passaggio alla modalità di allocazione implicita nell'ambito del *market coupling* dipende dalla sottoscrizione di un apposito accordo governativo in materia di energia fra la Commissione europea e la Confederazione elvetica, la cui finalizzazione appare ancora piuttosto lontana).

European water regulators – WAREG

Nel corso del 2022 l'Autorità ha continuato a presiedere l'associazione WAREG (*European water regulators*)¹ per il secondo mandato consecutivo. Nell'anno in corso sono stati accolti due nuovi osservatori: l'Agenzia catalana per l'acqua (ACA), competente per la regione Catalogna in Spagna, e la Commissione nazionale per l'energia e le *utilities* dell'Ucraina (NEURC), che, nello scenario attuale bellico, assicura la continuità dei servizi idrici a tutti i cittadini delle zone non occupate.

L'associazione promuove lo scambio di dati e di informazioni in ordine alle principali problematiche dei servizi idrici in Europa e alle migliori pratiche di regolazione tariffaria, con particolare riferimento all'efficientamento dei costi, all'innovazione tecnologica, alla sostenibilità ambientale e alla protezione dei consumatori. A livello istituzionale europeo, WAREG partecipa ai tavoli tecnici di consultazione della Commissione europea relativi agli aspetti economici dell'*acquis* comunitario in materia ambientale e svolge per i suoi membri analisi sui potenziali impatti per l'azione regolatoria nella fase di implementazione della normativa europea.

Nell'anno in esame l'associazione si è riunita in tre occasioni in sede di Assemblea generale:

- il 22 aprile, l'Autorità per il sistema idrico e i rifiuti delle Isole Azzorre (ERSARA) ha organizzato a Fayal (Isole Azzorre) la 24^a Assemblea generale, incentrata sull'avvio del gruppo di lavoro sugli indicatori di *performance* del settore idrico. Il gruppo di lavoro analizza i processi di raccolta e di validazione dei dati forniti dagli operatori idrici, le metodologie di calcolo dei principali indicatori usati dai regolatori per misurare la qualità tecnica dei servizi idrici e il loro utilizzo per le determinazioni tariffarie. In base alle informazioni raccolte tra i membri, sarà pubblicato un rapporto il prossimo anno;
- il 22 settembre, l'Autorità italiana ha organizzato a Torino la 25^a Assemblea generale, incentrata sulla discussione delle potenziali conseguenze della crisi energetica per gli operatori dei servizi idrici, caratterizzati da processi produttivi ad alto consumo energetico. Tra le principali questioni, si è dibattuto in merito alle possibili modalità di copertura dei costi dell'energia elettrica, alle tariffe idriche, alle possibili modalità di aggiornamento tariffario rispetto ai costi energetici delle *utilities* idriche, alle tipologie di monitoraggio dei regolatori sui costi energetici mediante specifici indicatori di *performance*. Simili questioni saranno oggetto di un *paper* di WAREG, che sarà pubblicato nel 2023;
- il 24 novembre, l'Autorità di regolazione ungherese per l'energia e le *utilities* ha ospitato a Budapest la 26^a Assemblea generale, incentrata sull'approvazione del Piano strategico e finanziario di WAREG per il triennio 2023-2025. Tale documento, che è adottato ogni tre anni dall'Assemblea, definisce il perimetro delle attività operative dell'associazione, fornendo indicazioni sugli obiettivi da perseguire durante il periodo considerato nelle quattro aree di attività della medesima (collaborazione tecnica tra regolatori; relazioni istituzionali europee; comunicazione internazionale; amministrazione) e sulla loro copertura finanziaria mediante il sistema di quote associative annuali e fondi europei.

L'Associazione ha favorito la stipula, il 18 maggio 2022, a Tirana, del primo *Memorandum of understanding* tra quattro regolatori membri dell'area dei Balcani occidentali, che indica WAREG come interlocutore privilegiato

1 L'associazione è un'entità senza fini di lucro, regolarmente registrata in Italia e formata da autorità esclusivamente pubbliche, dotate di competenze di supervisione economica dei servizi idrici a livello regionale o nazionale. Ne fanno parte autorità di regolazione indipendenti, autorità della concorrenza, agenzie governative o dipartimenti di Ministeri. WAREG ha sede legale a Milano, presso l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente, che ne ospita il Segretariato, oltre ad avere un ufficio di rappresentanza istituzionale a Bruxelles, presso il Regolatore regionale dei servizi energetici e idrici (BRUGEL). Maggiori informazioni sono disponibili all'indirizzo internet: www.wareg.org. Il network WAREG, nato ad aprile 2014 su iniziativa dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente, si è costituito come associazione no-profit di diritto italiano, con sede presso la medesima Autorità, il 5 dicembre 2017.

nell'organizzazione di attività di cooperazione regionale e di formazione di funzionari pubblici, sulla comprensione dell'*acquis* comunitario europeo nel settore idrico. Per tali attività, WAREG utilizzerà personale proprio ed esperti esterni attraverso programmi europei come il TAIEX – *Technical assistance and information exchange instrument*.

Nel quadro delle relazioni internazionali, l'associazione ha partecipato quest'anno a conferenze organizzate da altre associazioni europee di operatori del settore idrico e da organizzazioni internazionali, quali la Banca mondiale e l'Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico.

Regolatori europei dei rifiuti urbani

Il 17 giugno 2022 l'Autorità, in collaborazione col *network* dei regolatori europei dei rifiuti urbani Waste-Reg (formato da ARERA per l'Italia, ANRSC per la Romania, ERSAR ed ERSARA per Portogallo e Azzorre, MEKH per l'Ungheria, EWRC per la Bulgaria, REGAGEN per il Montenegro, PUC per la Lettonia, VERT per la Lituania e DUR per la Danimarca), ha incontrato gli uffici del Commissario europeo all'ambiente, Sinkevičius, per illustrare la rilevanza della regolazione economica nel settore dei rifiuti urbani e per avviare un dialogo con la Commissione sull'evoluzione normativa in tale settore. L'incontro si inserisce nel quadro del processo di revisione della direttiva quadro sui rifiuti.

In occasione dell'Assemblea generale WAREG di novembre, si è costituita una *task force* sui rifiuti solidi urbani, i cui membri sono i regolatori di WAREG aderenti al *network* Waste-Reg. L'obiettivo per il 2023 è, innanzitutto, quello di scambiare reciprocamente esperienze e informazioni, al fine di acquisire altri approcci regolatori virtuosi. Inoltre, oltre a consolidare il ruolo della regolazione nel settore dei rifiuti a livello europeo, la *task force* affronterà i seguenti aspetti: l'organizzazione del settore e la *governance*, i costi legati alle infrastrutture e alle altre attività e i modelli operativi conseguenti, gli aspetti legati al consumatore finale (tariffe, qualità, ecc.) in una dimensione europea.

Rapporti e iniziative con paesi non appartenenti all'Unione europea

Nel 2022 l'Autorità ha proseguito la sua attività a livello internazionale extra UE, consolidando la cooperazione e la collaborazione di tipo tecnico-istituzionale sia a livello bilaterale sia a livello multilaterale. Nell'ambito del settore energetico ha promosso, come di consueto, lo scambio di conoscenze tecniche e le *best practices*, al fine di favorire lo sviluppo e l'integrazione dei mercati. L'Autorità si adopera per lo sviluppo della regolazione dei mercati dei Balcani e del Mediterraneo, aree che – tenuto conto degli effetti della crisi energetica dovuti, in particolare, agli scenari geopolitici determinatisi a seguito del conflitto bellico russo-ucraino – presentano un rilevante interesse strategico per il sistema energetico nazionale.

Mercato dell'energia nei paesi del Sud-Est Europa

Nell'ottica di fornire un fattivo supporto al processo di integrazione dei mercati euro-balcanici, nel 2022 l'Autorità ha continuato le attività intraprese negli anni precedenti.

In particolare, ha partecipato ai lavori dell'*Energy community regulatory board* (ERCB), proseguendo la propria azione di coordinamento e di supporto all'implementazione dell'*acquis communautaire* a favore delle parti contraenti del Trattato dell'*Energy community*.

Il 2022 è stato un anno cruciale per il processo di evoluzione dei mercati energetici dei Paesi balcanici; infatti, lo scorso 15 dicembre, nel corso della riunione dei Ministri dell'energia (*Ministerial council*), è stato adottato un nuovo pacchetto di misure, c.d. "*New electricity package*", che consentirà la piena integrazione dei mercati delle parti contraenti del Trattato che istituisce l'*Energy community*. Le misure adottate – che dovranno essere implementate entro la fine del 2023 – si basano sul principio di reciprocità tra gli stati membri e le parti contraenti e prevedono l'inclusione su larga scala delle energie rinnovabili e l'eliminazione graduale del carbone.

Il nuovo quadro giuridico prevede la trasposizione dei provvedimenti dell'Unione europea in materia di energia e, in particolare, l'adozione della direttiva 2019/994/CE, "*On common rules for the internal market for electricity and amending directive 2012/27/EU*", il regolamento 2019/943/CE, "*On the internal market for electricity*", il regolamento (UE) 942/2019, "*Establishing an European Union agency for the cooperation of energy regulators*", il regolamento (UE) 941/2019, "*Risk preparedness regulation*", i *Network codes/guidelines on markets and system operation* e, nello specifico, i regolamenti sul *Capacity allocation and congestion management* – CACM 1222/2015, sul *Forward capacity allocation* – FCA 1719/2016, sul *Balancing* – BAL 2195/2017, il regolamento sul *System Operation* – SO 2226/2017 e il regolamento *Emergency and Restoration* – E&R 2196/2017. A completamento delle misure descritte, è stata adottata anche una decisione specifica, "*procedural act*", sulla promozione dell'integrazione del mercato regionale dell'energia 2022/PA/01/MC – ENC.

Durante la riunione, i Ministri hanno anche discusso ulteriori misure di coordinamento per garantire l'approvvigionamento energetico e per fare fronte agli impatti dell'aumento dei prezzi nei Balcani dovuti all'attuale situazione energetica globale.

Nel corso del *forum* elettrico dell'*Energy community* (1-2 giugno 2022), le parti contraenti sono state incoraggiate ad adottare le misure necessarie per favorire l'integrazione dei mercati dell'elettricità euro-balcanici, in vista della riunione de Ministri dell'energia di dicembre.

Durante il *forum* gas dell'*Energy community* (4-5 ottobre 2022), i partecipanti hanno discusso in merito alla sicurezza dell'approvvigionamento di gas e alla preparazione necessaria per affrontare potenziali situazioni di emergenza nel corso della stagione invernale. Il *forum* ha inoltre elogiato la resilienza delle parti contraenti nel fare fronte alla crisi e ha ricordato la necessità di un tempestivo recepimento delle misure europee riguardanti la sicurezza degli approvvigionamenti energetici.

Infine, l'Italia gioca un ruolo chiave nell'integrazione tra il mercato europeo e i Paesi dell'area dei Balcani occidentali. Come è noto, infatti, da diversi anni è operativo il collegamento in cavo sottomarino fra l'Italia e il Mon-

tenegro attraverso il mare Adriatico. Per il momento l’allocazione della capacità sul cavo avviene tramite aste esplicite, con approcci simili a quelli in essere sui confini con la Svizzera; tuttavia, sono in corso studi finalizzati all’integrazione del Montenegro (e in generale dei paesi dell’area) nell’ambito del *market coupling* europeo. In tale ottica a fine 2022 è stato aggiornato il trattato dell’*Energy Community* (che regola i rapporti fra questi paesi e l’UE) con l’inserimento del quadro regolatorio europeo in materia di regolazione del settore elettrico di cui alla direttiva 944/2019/UE, al regolamento (UE) 943/2019 e ai Codici di rete: le versioni di questi provvedimenti adatte al mondo dell’*Energy Community* dovranno essere trasposte dai vari Stati nei prossimi anni. Ciò consentirà, quindi, di finalizzare il *market coupling* dell’Italia con il Montenegro.

Costituzione della *Balkan Energy School* – BES

A seguito della positiva esperienza di implementazione – dal 2018 al 2021 – del progetto *Know exchange programme* (KEP) – *Central european initiative (CEI) support for strengthening energy regulatory authorities in the Western Balkans*, co-finanziato dal *forum* intergovernativo, “Iniziativa Centro europea”, l’Autorità si è fatta promotrice di una nuova iniziativa nell’area dei Balcani, costituendo la *Balkan energy school* – BES.

Istituita come associazione di diritto italiano *no profit*, con sede a Milano, presso questa Autorità, la BES include tra i suoi membri fondatori i regolatori di Albania (ERE), Bosnia ed Erzegovina (SERC), Montenegro (REGAGEN) e Nord Macedonia (ERC).

L’area geografica di riferimento per l’attività della BES comprende i paesi firmatari del Trattato dell’*Energy community*, quelli dell’Unione europea cui si applica il titolo III dello stesso Trattato (ovvero gli stati membri confinanti con i paesi firmatari) e quelli che hanno o possono avere un interesse nella suddetta area geografica.

Lo scopo dell’associazione è quello di promuovere il dibattito e lo scambio di conoscenze in ambito energetico, con particolare riferimento allo sviluppo, alla regolazione e all’integrazione del mercato, anche tenendo conto dei nuovi parametri di sostenibilità.

L’attività dell’associazione sarà implementata attraverso la creazione di una scuola di formazione volta a favorire l’acquisizione e il trasferimento di conoscenze, nonché lo sviluppo di capacità regolatorie in ambito energetico, con particolare riferimento alla regione balcanica e del Sud-Est Europa.

La BES intende svolgere un’azione istituzionale e di *capacity building* inclusiva, stabile e continuativa, a beneficio della regione balcanica e a supporto del processo di sviluppo e di integrazione dei mercati euro-balcanici, anche attraverso attività di supporto tecnico, regolatorio e istituzionale in ambito energetico.

Le attività della BES sono state avviate a partire dai primi mesi del 2023 con l’organizzazione di seminari tematici finalizzati a fornire supporto ai membri per l’implementazione delle misure del *new electricity package*. Inoltre, il programma della BES prevede approfondimenti e dibattiti sulla proposta di ridefinizione del *market design* della Commissione europea, con un’attenzione specifica rivolta alle misure necessarie per rendere il mercato più resiliente e per ridurre l’impatto dei prezzi del gas sulle bollette dell’energia elettrica, sostenendo contemporaneamente la transizione energetica. Presidente dell’associazione per il biennio 2022-2024 è il Componente del Collegio dell’Autorità, Stefano Saglia.

Mercato dell'energia nei paesi dell'area del Mediterraneo

L'Autorità ha continuato la propria azione all'interno del MEDREG – *Mediterranean energy regulators*, di cui è Vicepresidente permanente, ospitando anche lo staff del Segretariato a Milano.

Il 22 giugno si è svolta la 33ª Assemblea generale, ospitata dal regolatore marocchino (ANRE) a Marrakech. Durante l'incontro sono state approfondite le attività svolte dai vari gruppi di lavoro tecnici incluse nell'*Action plan*.

Il 23 giugno, sempre a Marrakech, al *workshop* dei Presidenti MEDREG, si sono svolte quattro *roundtable*:

- *Moroccan energy strategy*;
- *Energy transition in the Mediterranean region*;
- *Security of supply in the Mediterranean region*;
- *The reasons of energy soaring and the role of regulators*.

Quest'ultima, moderata dall'Autorità, si è focalizzata sull'analisi delle principali ragioni che hanno determinato il vertiginoso aumento dei prezzi dell'energia nell'area del Mediterraneo e sul confronto delle misure adottate dai diversi paesi unitamente alle proposte per affrontare i nuovi possibili scenari futuri.

In ottobre e novembre si sono svolti due *workshop*, cui l'Autorità ha fornito il proprio contributo:

- *"Market access for demand-response measures"*, nel corso del *training "Infrastructure investments, network remuneration, and tariffs"*;
- *"Role of regional organisations in promoting a coherent regulation to accelerate the energy transition under the security of supply concerns"*, organizzato a Il Cairo, presso il Regolatore egiziano (GasReg).

Il 1° dicembre si è svolta la 34ª Assemblea Generale MEDREG ospitata a Il Cairo dal Regolatore gas (GasReg).

Nel corso dell'incontro è stata rinnovata la *governance* dell'associazione con la nomina a Presidente di Abdellatif Bardach, Presidente del Regolatore marocchino (ANRE), e a Vicepresidenti il Prof. Konstantinos Tsimaras, Componente del Collegio del Regolatore greco (RAE), e Branislav Prelevic, Presidente del Regolatore montenegrino (REGAGEN), mentre l'Autorità è stata confermata nel ruolo di Vicepresidente permanente.

Per quanto riguarda l'attività svolta nei diversi settori di interesse, si evidenzia quanto segue.

Per il settore elettrico, l'apposito gruppo di lavoro ha aggiornato la banca dati sul sistema elettrico mediterraneo "MEMO", arricchendola di dati e di informazioni rilevanti per l'evoluzione della transizione energetica (ruolo e peso delle rinnovabili) e per l'integrazione dei mercati (interconnessioni e criteri di adeguatezza).

Per le rinnovabili e l'efficienza energetica, il gruppo di lavoro ha presentato un report su ruolo e sviluppo dei "gas rinnovabili" nella regione mediterranea, con uno specifico *focus* sulle prospettive di produzione dell'idrogeno, anche in relazione ai piani europei di importazione e di utilizzo di questo vettore e sull'evoluzione del contributo alla sicurezza energetica dei biogas, anche con riferimento ai piani di sostituzione del gas fossile avanzati nel programma "REPowerEU".

Una *task force* temporanea, promossa da questa stessa Autorità e guidata dal regolatore francese CRE, ha svolto una relazione sull'evoluzione dei prezzi di energia elettrica e gas e sull'impatto della crisi dei prezzi sulle economie e sui sistemi energetici nei paesi membri. Un rapporto conclusivo è stato presentato in occasione dell'Assemblea generale dell'associazione il 22 giugno 2022 in Marocco, dedicata all'analisi e alla discussione degli interventi di regolazione destinati ad alleviare o a contrastare gli effetti dell'aumento dei prezzi.

La successiva Assemblea generale del 1° dicembre 2022 a Il Cairo ha approvato la decisione di rendere permanente la *task force* sui prezzi.

Nell'ambito delle attività a carattere istituzionale, è stato promosso il c.d. "*MEDREG Award*", un'iniziativa di sostegno a giovani ricercatori che si impegnano in lavori di ricerca su temi rilevanti. Il primo premio, intitolato alla scomparsa Cristina Portugal, già Presidente del regolatore portoghese ERSE, è stato assegnato nel corso della 34ª Assemblea generale. Il gruppo si è concentrato sul report "*Model rules against conflicts of interest*", che intende fornire alcuni spunti chiave e analizzare casi studio regolatori, che potrebbero contribuire a fare fronte a eventuali situazioni di conflitto. È stato aggiornato il "*Regulatory outlook*", la cui ultima versione risale al 2020, che si focalizza su un'analisi comparata dei poteri e delle competenze dei regolatori nel Mediterraneo e si fonda su una serie di criteri, tra cui lo *status* giuridico, l'indipendenza, le competenze di tali istituzioni.

Per il settore del gas è stato approvato il report "*Cross-border coordination for interconnection capacity development*", il cui obiettivo è costituito dall'analisi del ruolo del gas nella transizione energetica, attraverso la capacità di offrire flessibilità al mercato elettrico, dall'esame della strategia dei diversi paesi membri MEDREG in merito alle interconnessioni transfrontaliere e dallo studio delle sfide per sviluppare le nuove infrastrutture per l'idrogeno e il biogas. Sono stati organizzati due *workshop*, il primo per approfondire le soluzioni proposte nel report richiamato in precedenza, il secondo dal titolo "*Renewable gases: commercial and regulatory aspects and the effects of COP26 decisions*". Attività di supporto sono state fornite ai regolatori egiziano e algerino, in merito al tema "*Optimization of the natural gas transportation network and determination of natural gas wholesale price*".

Infine, si sono intensificate le attività di collaborazione con OME – Osservatorio mediterraneo dell'energia e CEER – *Council of european energy regulators*, e si è preso parte al *governing body members* per la valutazione dei *paper* pervenuti in relazione alla fiera internazionale GASTECH 2022 a Milano.

Riguardo ai consumatori, il gruppo di lavoro si è dedicato alla preparazione di un rapporto sul tema delle perdite nelle reti elettriche, "*Benchmarking report on technical and non-technical losses*", in aggiornamento di un analogo rapporto pubblicato nel 2019. Il rapporto analizza i livelli delle perdite di rete nei diversi paesi, le loro cause e le misure adottate per ridurle, ed esplora gli effetti della pandemia sulle perdite, anche in relazione alla questione della povertà energetica e dei consumatori vulnerabili.

Il Forum euromediterraneo per il gas (EASTMED Gas Forum) e il Regulatory authority advisory committee (RAAC)

Istituito nel 2019 e diventato nel 2020 organizzazione internazionale, con sede in Egitto, il *forum* euromediterraneo per il gas (EMGF) riunisce Cipro, Egitto, Francia, Giordania, Grecia, Israele, Italia e Autorità palestinese, con l'obiettivo di promuovere un mercato regionale del gas naturale e la cooperazione tra i partecipanti nella realizzazione delle infrastrutture. A Banca mondiale, Stati Uniti e Unione europea è riconosciuto lo *status* di osserva-

tori. Oltre all'organo decisionale, la Conferenza interministeriale, EMGF, si avvale di un Segretariato permanente con sede a Il Cairo, di un comitato esecutivo a presidenza rotante e di due comitati consultivi, formati da rappresentanti delle imprese attive nell'area (GIAC – *Gas industry advisory committee*) e dalle autorità di regolazione dei paesi membri (RAAC – *Regulatory authorities advisory committee*).

L'Autorità di regolazione italiana è un membro attivo del RAAC. La prima riunione di "Kick-off" si è svolta in modalità virtuale; sono seguiti gli incontri del 4 luglio ad Atene e del 6 ottobre a Roma.

Un *position paper*, promosso da questa Autorità e condiviso dagli altri membri del RAAC, individua i principali elementi che i regolatori intendono mettere a disposizione per l'iniziativa EMGF, anche in relazione ai vantaggi prospettabili in termini di maggiore diversificazione e di sicurezza degli approvvigionamenti in Europa e nel Mediterraneo:

- tariffazione delle infrastrutture come incentivo agli investimenti in regime di certezza, di equità e di efficienza;
- trasparenza delle condizioni d'accesso alle infrastrutture, quale strumento di promozione di un mercato regionale integrato e competitivo;
- analisi costi/benefici come contributo all'individuazione delle migliori alternative in termini di organizzazione del mercato e di adeguatezza delle infrastrutture.

Le azioni specifiche e le iniziative saranno elaborate dal RAAC in funzione degli obiettivi dichiarati nella *Long term strategy* di EMGF.

Adesione dell'Autorità al NEON – National Energy Ombudsmen Network

Il NEON, acronimo di *National Energy Ombudsmen Network*, è un'associazione senza scopo di lucro, con sede a Bruxelles, che riunisce *Ombudsmen*² e Organismi di risoluzione extragiudiziale delle controversie per i consumatori dei settori energetici, a rilevanza sia nazionale che regionale e afferenti a paesi UE o extra UE. Oltre all'Italia, fanno parte del NEON anche Belgio (*Service de Médiation de l'Energie/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*), Francia (*Le Médiateur National de l'Energie*), Georgia (*Energy Ombudsman*), Catalogna (*Sindic El defensor de les persones*) e Wallonia (*CWAPE Commission Wallonne pour l'Energie*). In tal senso, come indicato nel sito web NEON, *ombudsman.org*, "Collectively, our members help over 220 million Europeans find a free, quick and easy solution to their unresolved issues with their energy provider".

Il NEON, fra le altre cose, assicura la rappresentanza dei suoi membri nel contesto internazionale sulle tematiche energetiche e di tutela dei consumatori e ADR (*Alternative Dispute Resolution*), supportando le iniziative connesse all'evoluzione del quadro normativo europeo, sia di settore che trasversale; inoltre, l'associazione promuove lo scambio di informazioni, esperienze e *good practices* con riguardo alle attività ADR (anche mediante la condivisione delle relazioni di attività) e, più in generale, sui temi di stretta attualità, quali la tutela dei consumatori dei

² Gli *Ombudsmen*, oltre alla propria attività di risoluzione della singola controversia, mirano, più in generale, al miglioramento del rapporto fra consumatore e operatore, per mezzo anche di apposite segnalazioni ai soggetti pubblici (nazionali e internazionali) competenti, per l'efficiamento della normativa e della regolazione applicabili al settore/ai settori di cui si occupano.

settori energetici a fronte dell'incremento dei prezzi dell'energia, come anche avvenuto in occasione delle due *General Assembly* tenutesi nel 2022.

L'Autorità, in ragione dell'istituzione del Servizio conciliazione e, più in generale, nell'ambito della *mission* istituzionale di tutela dei consumatori dei settori energetici, aderisce al NEON dal 2016.

Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico (OCSE)

Nel corso del 2022 è proseguito l'impegno dell'Autorità in ambito OCSE, all'interno del *Network of Economic Regulators* (NER)³. L'Autorità è stata nominata membro del Bureau, un organo composto da un certo numero di delegati del NER, nominati su base annuale, e incaricato di fornire indicazioni più dettagliate al Segretariato dell'OCSE su questioni di gestione e pianificazione del programma di lavoro.

Nella 18ª riunione del NER svoltasi online il 6-7 aprile 2022 è stato presentato un rapporto OCSE sulle risorse interne dei regolatori e le possibili implicazioni rispetto ad autonomia e trasparenza organizzative. Inoltre è stato presentato il rapporto sulla *governance* della regolazione nel settore idrico-sanitario in Perù, basato sulle valutazioni di un *team* di 12 regolatori membri del NER, tra cui l'Autorità.

Nella 19ª riunione del NER svoltasi online il 7 dicembre, è stato presentato un *paper* OCSE sul contributo della regolazione economica alla sostenibilità ambientale, attraverso la disciplina dei settori regolati secondo le rispettive normative nazionali.

Relazioni bilaterali

Marocco. Il 24 e il 25 ottobre 2022 l'Autorità ha coordinato la visita in Italia di ANRE, l'Autorità marocchina di regolazione dell'energia elettrica. Nel corso della prima giornata, l'Autorità italiana ha presentato la struttura della regolazione del sistema di rete elettrica in Italia, con particolare riferimento alla qualità dei servizi e alle relazioni tra i livelli di distribuzione e di trasporto. Durante la seconda giornata, la delegazione ANRE ha visitato le strutture di distribuzione e di telecontrollo di A2A/Unareti (Milano) e la sede di RSE, in seguito è stato illustrato un progetto sperimentale sulla valutazione delle cadute di tensione.

³ Il *Network of Economic Regulators* è un forum che promuove il dialogo tra le autorità dei paesi membri e gli osservatori dell'OCSE, che hanno la responsabilità della 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.

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

Segnalazioni

Rapporto sul monitoraggio dei contratti di approvvigionamento destinati all'importazione di gas in Italia

Con la segnalazione del 9 giugno 2022, 252/2022//gas, l'Autorità ha illustrato al Parlamento e al Governo i risultati conclusivi dell'esame dei contratti di approvvigionamento destinati all'importazione del gas naturale in Italia. A tale scopo l'Autorità ha formulato alcune proposte per contribuire al perseguimento del generale obiettivo di contenimento dei costi energetici per i consumatori.

In particolare, l'Autorità ritiene che:

- ai sensi dell'art. 18-*bis* del decreto legge 1° marzo 2022, n. 17, convertito in legge 27 aprile 2022, n. 34, la medesima Autorità debba tenere conto, nell'esercizio dei propri poteri di regolazione, dei servizi oltre che dell'andamento del mercato, nonché del reale costo di approvvigionamento della materia prima;
- i costi dei contratti pluriennali di importazione, raccolti ai sensi dell'art. 7 del già citato decreto legge, in condizioni normali di funzionamento dei mercati, debbano tendere a mantenere nel tempo andamenti coerenti (seppure con dinamiche temporali e meccanismi differenziati) con il valore del gas del mercato all'ingrosso. Questa coerenza può, temporaneamente, venire meno, in caso di repentine e significative variazioni dei prezzi di mercato per effetto delle diverse indicizzazioni dei prezzi dei contratti, così come avvenuto nel corso del 2022. I meccanismi di revisione periodica, tuttavia, dovranno tendere a ripristinare tale coerenza con una frequenza tendenzialmente annuale;
- per una corretta e precisa valutazione, l'attribuzione delle coperture ai singoli contratti di importazione dovrebbe essere soggetta a specifiche regole (anche di contabilità regolatoria) attualmente non definite per l'attività di produzione, l'approvvigionamento e il *trading* all'ingrosso; regole che si dovrebbero basare su una definizione *ex ante* di modalità di contabilizzazione e di attribuzione puntuale delle specifiche partite. Inoltre, va considerato come la gestione del rischio da parte delle singole aziende analizzate risulta normalmente effettuata sull'intero portafoglio di approvvigionamento e vendita del gruppo societario, sebbene con modalità operative differenziate. In alcuni casi tale attività viene direttamente svolta dalla stessa società che opera anche come soggetto acquirente dei contratti di importazione, in altri casi, invece, è svolta in modo centralizzato da un'altra società del gruppo nell'interesse della società importatrice;
- più in generale, è necessario considerare che, proprio in ragione dell'assenza di un meccanismo di contabilità regolatoria che consenta di separare, almeno contabilmente, le diverse attività, la stessa definizione di vantaggi o di margini derivanti dall'attività di approvvigionamento possa essere realizzata solo attraverso una ricostruzione *ex post* con attribuzioni convenzionali, che potrebbero discostarsi dalla reale dinamica delle coperture;
- sia opportuno che una parte del gettito, derivante dai provvedimenti fiscali a carico delle aziende del settore, sia destinata ai clienti finali che ne hanno sostenuto l'onere;

- sia opportuno sottolineare come tali interventi risultino in linea con la comunicazione adottata dalla Commissione europea sui mercati energetici del 18 maggio 2022 (236/2022, *Short-term energy market interventions and long term Improvements to the electricity market design – a course for action*), contestualmente alla presentazione del piano RepowerEU, che prevede, tra l'altro, la possibilità per gli stati membri di estendere, in via eccezionale e per periodi di tempo limitati, la possibilità di riallocare ricavi infra-marginali eccezionalmente elevati (i c.d. "extra profitti") per sostenere i consumatori e per coprire la prossima stagione di riscaldamento;
- con la delibera 148/2022/R/gas, di avere già previsto una modalità operativa che permetterebbe l'immediato trasferimento ai clienti finali degli importi derivanti da interventi quali quelli citati ai punti precedenti;
- i benefici derivanti dall'analisi dei costi dei contratti di importazione siano oggetto di costante monitoraggio da parte dell'Autorità stessa in forza del richiamato art. 7, commi 5 e 6, del decreto legge n. 21/2022, che prevede l'invio degli aggiornamenti contrattuali e dei nuovi contratti che verranno stipulati, consentendo la costante valutazione del loro impatto sui costi di approvvigionamento della materia prima;
- alcuni contratti di importazione pluriennali sono oggetto di revisione di prezzo con effetti a partire dall'ultima parte del 2022 in poi. Considerando le normali strategie di gestione del rischio degli operatori, i contratti di copertura sono normalmente stipulati in corrispondenza delle revisioni di prezzo. Su tale base si potrebbe assumere che tali coperture non siano presenti per i periodi contrattuali successivi a una revisione di prezzo e ipotizzare di trasferire ai clienti finali gli effetti delle revisioni di prezzo future;
- nel caso in cui, nell'ambito del monitoraggio, dovessero emergere disallineamenti tra i prezzi dei contratti pluriennali e i prezzi all'ingrosso, gli effetti economici devono essere intercettati e trasferiti ai clienti finali nel rispetto degli obiettivi e dei vincoli normativi descritti;
- sia necessario evidenziare come la possibilità di non considerare le operazioni di copertura nelle condizioni sopra identificate, nonché l'insieme dei contratti e le relative quantità cui la misura dovrà essere applicata, debbano essere definite da una norma di rango primario;
- sia importante sottolineare che il periodo temporale su cui tale misura potrebbe avere effetti (tendenzialmente a partire dal 2023) non è compatibile con l'attuale termine del servizio di tutela gas e che gli effetti delle revisioni di prezzo potrebbero portare a un allineamento delle condizioni economiche dei contratti ai prezzi *forward* del mercato all'ingrosso e, in caso di calo di questi ultimi, a condizioni economiche che potrebbero risultare, ancorché temporaneamente, svantaggiose rispetto al mercato all'ingrosso.

Segnalazione al Parlamento e al Governo in relazione alle criticità legate agli elevati prezzi del gas naturale

Con la segnalazione 29 luglio 2022, 375/2022/I/gas, l'Autorità ha richiamato l'attenzione del Parlamento e del Governo sulle forti criticità per il sistema nazionale riguardo alla situazione di grave crisi dei sistemi energetici legata ai prezzi estremamente elevati raggiunti sui mercati all'ingrosso per effetto dell'ormai conclamato uso del gas quale strumento di pressione sulle economie europee.

Quanto si è verificato ha reso necessari interventi straordinari, nell'ambito dei quali si inquadra l'intervento dell'Autorità di modifica del meccanismo di formazione dei prezzi del servizio di tutela del gas naturale a partire da ottobre 2022, cui dovrebbero accompagnarsi interventi nel mercato nazionale ed europeo del gas naturale finalizzati al riequilibrio della domanda e dell'offerta, al contenimento dei prezzi e relativi all'assetto del sistema.

In particolare, poi, l'Autorità ha ritenuto utile introdurre ulteriori misure in relazione alle criticità della crescita del prezzo del gas naturale, tra cui:

- il ripristino di un equilibrio tra domanda e offerta attraverso, da un lato, la riduzione della domanda su base volontaria da perseguire anche con apposite e indifferibili campagne di comunicazione, come già attuato con buoni risultati in altri paesi europei, e, dall'altro, attraverso l'identificazione di meccanismi per la gestione di interventi di contenimento della domanda in caso di emergenza;
- l'introduzione congiunta di tetti temporanei ai prezzi all'ingrosso del gas naturale nel mercato europeo;
- la previsione di una proroga del termine di rimozione della tutela di prezzo per i clienti domestici nel settore del gas naturale, attualmente previsto al 1° gennaio 2023, allineandolo con la data di rimozione del servizio di maggior tutela del settore elettrico, nelle more del completamento delle procedure per l'assegnazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici. Ciò consentirebbe, tra l'altro, di estendere l'efficacia degli interventi già adottati e di prevedere l'istituzione di un soggetto che svolga la funzione di approvvigionatore nazionale per la fornitura ai clienti aventi diritto al servizio di tutela a cui tutti i venditori che non dispongono di un fornitore all'ingrosso possano chiedere di essere forniti a condizioni definite dall'Autorità.

Segnalazione al Parlamento e al Governo in merito all'avvio del servizio a tutele graduali per le microimprese

Con la segnalazione 29 settembre 2022, 461/2022/I/com, l'Autorità ha focalizzato l'attenzione del Parlamento e del Governo sull'esigenza di prorogare al 1° luglio 2023 l'avvio del servizio a tutele graduali (STG) per le microimprese tramite un apposito atto normativo da adottarsi con urgenza, visto l'approssimarsi delle procedure concorsuali per l'affidamento dello stesso. La proroga di tale termine consentirebbe lo svolgimento delle suddette procedure concorsuali nel corso del primo trimestre del medesimo anno. In proposito, è stato evidenziato che, per cause di forza maggiore dovute all'indisponibilità dei sistemi informatici di Acquirente unico, il termine del 1° gennaio 2023 non sarebbe comunque stato rispettato, nonostante gli sforzi profusi dallo stesso Acquirente unico per accelerare le attività. Ciò in quanto le aste si sarebbero dovute svolgere fin dalla prima metà di settembre 2022 per concludersi a inizio ottobre 2022, in tempo utile per l'esecuzione di tutte le attività funzionali al trasferimento dei punti di prelievo ai nuovi esercenti l'STG per le microimprese; attività che richiedono circa tre mesi. Con il differimento del termine di avvio dell'STG per le microimprese si potrebbero anche intercettare eventuali ulteriori interventi di mitigazione annunciati dalla Commissione europea in risposta all'invito del Consiglio dell'Unione europea, quali l'introduzione di eventuali massimali al prezzo del gas naturale ovvero l'attivazione di strumenti di emergenza per garantire la liquidità dei mercati. Qualora la data di svolgimento delle procedure per l'assegnazione dell'STG per le microimprese fosse posticipata, si renderebbe parimenti opportuna una proroga delle procedure per l'affidamento dell'STG destinato ai clienti domestici, in modo da mantenere la gradualità del percorso attualmente previsto dalla legge concorrenza e rispettare al contempo le scadenze previste dalla direttiva 944/2019/UE.

Come già più volte segnalato, l'Autorità ha ribadito l'esigenza di allineare i termini di rimozione dei regimi di tutela di prezzo per entrambi i comparti di energia elettrica e di gas naturale, sia per garantire maggiore trasparenza e coerenza informativa ai consumatori domestici di entrambi i servizi che ancora non hanno scelto un fornitore sul mercato libero, sia per intercettare il possibile ritorno verso la normalità delle condizioni di mercato. Infine, l'Autorità ha evidenziato come le tempistiche per l'attuazione delle riforme in materia previste dagli impegni as-

sunti dal paese con il Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) hanno del resto un termine congruo con un eventuale atto normativo in tale direzione.

Segnalazione in merito all'incremento dei prezzi del servizio di teleriscaldamento

Con la segnalazione 15 novembre 2022, 568/2022/l/tlr, l'Autorità ha sottolineato l'opportunità di modificare il quadro normativo di riferimento per il settore del teleriscaldamento, al fine di assicurare la congruità dei prezzi applicati dagli esercenti e la sostenibilità del servizio per gli utenti (con particolare riferimento agli utenti vulnerabili), alla luce del significativo incremento dei prezzi registrato a partire dall'ultimo trimestre 2021.

In particolare, l'Autorità ritiene siano necessari interventi di breve termine, volti ad assicurare l'accesso al servizio nell'attuale fase congiunturale di forte tensione dei mercati energetici, e anche interventi strutturali, finalizzati a superare alcune criticità nel funzionamento del mercato, emerse nell'ambito dell'indagine conoscitiva dell'Autorità sull'evoluzione dei prezzi e dei costi del servizio di teleriscaldamento.

L'Autorità, alla luce delle criticità emerse in seguito a un'indagine conoscitiva, intende, in particolare, evidenziare l'opportunità di introdurre una regolazione *cost reflective* dei prezzi del servizio di teleriscaldamento. L'Autorità potrebbe definire i criteri generali per la determinazione delle tariffe, comprensivi delle modalità di recupero dei costi di capitale e dei costi operativi, nonché dei criteri di separazione contabile per l'attribuzione dei costi comuni a più attività. Gli operatori del settore sarebbero tenuti al rispetto dei criteri individuati, con la supervisione dell'Autorità.

La definizione di tariffe regolate *cost reflective* consentirebbe di superare contestualmente le criticità riscontrate nel funzionamento del mercato e di assicurare l'equità dei prezzi del servizio. Nei sistemi di teleriscaldamento caratterizzati da minori costi di produzione di energia termica sarebbe, inoltre, possibile trasferire parte dei benefici agli utenti, con positive ricadute economiche e sociali. La garanzia, per gli esercenti, di recuperare i costi sostenuti e di ottenere un adeguato tasso di remunerazione del capitale investito potrebbe, peraltro, assicurare un contesto favorevole per un ulteriore sviluppo del settore, anche in presenza di una riduzione dei prezzi del servizio. Al riguardo, si è osservato che il settore del teleriscaldamento, oltre a presentare un significativo potenziale di sviluppo, può contribuire alla riduzione delle emissioni inquinanti e climalteranti attraverso un incremento della quota di energia prodotta con fonti rinnovabili o con cascami termici disponibili localmente. La crescita del contributo delle fonti alternative richiede, tuttavia, ingenti investimenti nelle reti di distribuzione, in modo da favorire l'immissione di calore a livello decentralizzato (le c.d. "reti di quarta generazione"). Le attuali modalità di determinazione del prezzo del servizio, basate esclusivamente su dinamiche di mercato, non consentono di valorizzare adeguatamente le esternalità ambientali e potrebbero comportare un disincentivo all'innovazione del settore. Un sistema tariffario basato sul riconoscimento dei costi sostenuti, purché efficienti, potrebbe, al contrario, favorire la transizione verso sistemi di teleriscaldamento maggiormente sostenibili dal punto di vista ambientale.

L'attuale fase di tensione dei mercati energetici ha determinato un incremento significativo dei prezzi del servizio di teleriscaldamento che, come precedentemente evidenziato, presenta le medesime caratteristiche di essenzialità della fornitura di gas naturale. Per limitare gli impatti degli incrementi di prezzo sugli utenti, l'Autorità ha pro-

posto di applicare, anche per il settore del teleriscaldamento, in via transitoria, un'aliquota IVA ridotta, pari al 5%, in analogia con quanto previsto per il settore del gas naturale. Inoltre, poiché nel settore del teleriscaldamento non è attualmente prevista l'applicazione di agevolazioni per gli utenti in condizione di disagio economico, l'Autorità ha suggerito di estendere anche a tale settore l'applicazione della disciplina del bonus sociale, per limitare gli effetti dell'incremento dei prezzi per tali tipologie di utenti in condizioni di vulnerabilità economica.

Audizioni presso il Parlamento

Memoria presso la Commissione parlamentare d'inchiesta sulla tutela dei consumatori e degli utenti

Con la memoria 8 febbraio 2022, 48/2022/I/com, l'Autorità ha espresso alla Commissione parlamentare d'inchiesta sulla tutela dei consumatori e degli utenti le proprie considerazioni e proposte in ordine alle funzioni e alle attività svolte nei differenti comparti ad essa assegnati dal legislatore, con particolare riguardo all'attuale tema dei recenti e preoccupanti rialzi dei prezzi dell'energia.

Nel dettaglio, l'Autorità si è soffermata sull'andamento degli oneri generali di sistema, rilevando come, nel corso degli anni, si sia assistito a notevoli mutamenti in relazione al dimensionamento degli oneri generali, con particolare riguardo al settore elettrico. Da un lato, la necessità di gettito per le diverse finalità di incentivi e coperture è andata progressivamente aumentando, soprattutto in relazione alla crescita più che significativa degli oneri per il sostegno alle fonti rinnovabili (componente A_{SOS}), in considerazione dello sviluppo di tali fonti, dall'altro, la voce oneri generali è andata a finanziare anche obiettivi di interesse generale non direttamente connessi al sistema energetico, per esempio di politica sociale o industriale, determinando costi esogeni a carico dei settori elettrico e gas e, quindi, negli anni, un'incidenza via via maggiore sulla bolletta di famiglie e imprese.

Col passare del tempo, dunque, la voce "oneri generali di sistema" ha assunto un'incidenza sempre maggiore nella bolletta domestica, tanto che, prima dell'annullamento avvenuto dal 1° ottobre 2021, grazie alle risorse poste a disposizione dal bilancio dello Stato, l'incidenza degli oneri generali era superiore al 20% della spesa annua per il cliente domestico tipo servito in regime di maggior tutela. Tale incidenza è superiore a quella dei corrispettivi dei servizi di rete a copertura dei costi di trasmissione, di distribuzione e di misura dell'energia elettrica. Questo peso considerevole può, tra l'altro, incidere anche sul processo di liberalizzazione del mercato della vendita al dettaglio, poiché riduce la capacità di scelta e la comprensione delle offerte da parte dei clienti finali. Inoltre, la catena di esazione di tali componenti, che passa attraverso le società di vendita, comporta la presenza di rischi di controparte di complessa gestione, che hanno portato all'esigenza di socializzare importi rilevanti corrispondenti a insoluti all'interno della medesima catena. Ciò, in particolare, alla luce delle sentenze della giustizia amministrativa, che hanno limitato la responsabilità delle società di vendita in relazione al versamento degli oneri in caso di insoluti del cliente finale.

L'Autorità ha, altresì, ricordato che la presenza di tali componenti costituisce una forma di incentivo implicito a qualsiasi forma di autoconsumo, il cui effetto distorsivo è proporzionale all'incidenza degli oneri sul prezzo pagato dal cliente finale. Gli incentivi impliciti hanno, inoltre, un potenziale effetto regressivo, a danno dei consumatori più vulnerabili e meno pronti ad approfittare dei vantaggi associati allo sviluppo dell'autoconsumo. La

distorsione ha effetti anche sullo sviluppo di forme innovative di consumi, quali quelli derivanti dalla mobilità elettrica o del c.d. "cold ironing" (alimentazione elettrica delle navi in porto), particolarmente importanti in ottica di progressiva decarbonizzazione.

L'Autorità ha, dunque, sollecitato una riflessione sull'opportunità di rendere strutturali alcune delle misure previste dai recenti interventi legislativi, tra le quali, in particolare:

- la stabile destinazione del gettito delle aste per l'assegnazione delle quote di emissione di CO₂ alla riduzione degli oneri generali di sistema, come anche suggerito dalla Commissione europea;
- il finanziamento delle misure di politiche pubbliche in campo sociale e industriale, attualmente coperte tramite il gettito di componenti tariffarie degli oneri generali (elettricità e gas), con trasferimenti dalla fiscalità generale.

A quest'ultimo proposito, l'Autorità ha più volte prospettato di impiegare strutturalmente fondi del bilancio dello Stato per finanziare gli oneri generali non strettamente afferenti al sistema energetico, ma legati a obiettivi di natura sociale, come il bonus per le famiglie economicamente disagiate, e a obiettivi di politica industriale, quali il sostegno alle imprese energivore, nonché la copertura del regime tariffario speciale riconosciuto alla società Rete ferroviaria italiana (RFI) per i consumi di energia elettrica relativi ai servizi ferroviari su rete tradizionale (i consumi di RFI per i servizi ferroviari sulla rete di alta velocità non si avvantaggiano di tale regime).

Infine, l'Autorità ha anche chiesto di eliminare l'aggravio di circa 135 milioni di euro l'anno, raccolti con specifici elementi della componente A_{RIM} , che annualmente sono versati dalla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) al bilancio dello Stato in virtù di disposizioni contenute nelle leggi di bilancio 2005 e 2006.

Riguardo agli oneri generali di sistema gas, l'Autorità ha evidenziato come tali oneri incidano in misura nettamente inferiore sulla bolletta del gas rispetto al settore elettrico, ma, tuttavia, attualmente sono stati annullati, per tutte le tipologie di utenza, grazie alle risorse stanziato dallo Stato.

Infine, nel corso del 2022, l'Autorità ha chiesto di dare attuazione al recente decreto del Ministro della transizione ecologica 21 dicembre 2021 in tema di agevolazione alle imprese a forte consumo di gas naturale, rispetto al quale l'Autorità aveva già espresso il proprio parere con alcune condizioni.

Memoria in merito alla comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio europeo, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni, "Risposta all'aumento dei prezzi dell'energia: un pacchetto di misure d'intervento e di sostegno" (atto 660/2021)

Con la memoria 14 febbraio 2022, 50/2022/I/com, l'Autorità ha espresso alla Commissione Industria, commercio, turismo del Senato della Repubblica le proprie considerazioni in merito alla comunicazione europea "Risposta all'aumento dei prezzi dell'energia: un pacchetto di misure d'intervento e di sostegno" COM(2021) 660 final e alle misure ivi previste per mitigare l'impatto dell'aumento temporaneo dei prezzi dell'energia su famiglie e imprese, con una particolare attenzione nei confronti dei clienti c.d. "clienti vulnerabili".

L'Autorità, in considerazione dell'attuale incremento dei prezzi dell'energia cui si è assistito nell'ultimo semestre, ha auspicato di contribuire con il proprio intervento a fornire un supporto tecnico al Parlamento e al Governo, come già accaduto in quest'ultimo periodo, nell'individuazione di strumenti per contrastare gli effetti negativi di questi improvvisi rincari, al fine di garantire l'accessibilità economica alla fornitura di energia, soprattutto alle categorie di clienti più a rischio, senza mettere a repentaglio gli investimenti nel settore dell'energia e l'avviata transizione ecologica.

In particolare, l'Autorità si è soffermata su alcune considerazioni, tra le quali spicca quella secondo cui si ritiene che una maggiore armonizzazione della regolazione degli stoccaggi in Europa possa essere uno strumento efficace per fronteggiare i fenomeni di volatilità dei prezzi legati alla scarsità degli approvvigionamenti. Ciò anche in considerazione del fatto che la riduzione del livello di sicurezza conseguente a tali circostanze non riguarda solo il paese nel quale lo stoccaggio si trova, ma eventuali eventi eccezionali produrrebbero effetti anche nel resto dell'Europa. Nel contesto di integrazione dei mercati del gas naturale, per rafforzare la sicurezza delle forniture e rendere il sistema europeo più resiliente a fronte di alta volatilità dei prezzi del gas sui mercati internazionali, l'Autorità ha sottolineato l'opportunità di favorire a livello europeo un coordinamento degli investimenti e della gestione degli stoccaggi a livello *cross* frontaliero.

La Commissione europea pare avere più recentemente condiviso l'esigenza di considerare la regolazione degli stoccaggi cruciale nel rafforzamento della sicurezza delle forniture. Nella comunicazione del 13 ottobre, oggetto di questa audizione, aveva già infatti annunciato possibili proposte di emendamento del regolamento sicurezza delle forniture gas n. 1938/2017.

Infatti, nella proposta di revisione del regolamento per il mercato interno del gas naturale del 15 dicembre 2021 (art. 67), parte del c.d. "Pacchetto decarbonizzazione", sono previste specifiche norme per la regolazione degli stoccaggi che gli stati membri possono attivare in caso di valutazione di un rischio effettivo alla sicurezza delle forniture. Fra questi sono contemplati gli obblighi di stoccaggio per i gestori di tali sistemi e per i gestori di rete, l'utilizzo di aste per la prenotazione delle capacità di stoccaggio da parte degli operatori e la possibilità per il gestore della rete di acquisire le infrastrutture di stoccaggio a rischio di chiusura.

Nella comunicazione oggetto di questa indagine, la Commissione europea cita, fra i possibili interventi di medio termine, anche l'ipotesi di "acquisto collettivo" di riserve di gas da parte dei Governi europei per il tramite dei propri gestori di rete, poi inserita quale proposta di emendamento del regolamento sicurezza gas del 15 dicembre 2021.

A tale proposito, l'Autorità ha espresso il proprio punto di vista in ordine alla difficoltà di conciliare tale tipologia di intervento – che prevede una responsabilità di approvvigionamento in capo agli operatori di rete – con la normativa europea, ritenendo che altri meccanismi potrebbero essere più coerenti con il funzionamento del mercato e, al contempo, più efficaci rispetto agli obiettivi di stabilità dei prezzi e di sicurezza delle forniture di gas naturale che la Commissione europea propone.

Oltre al sopra citato rafforzamento e ampliamento della regolazione europea degli stoccaggi, l'Autorità ha manifestato il proprio pensiero sull'utilità dello studio dei meccanismi di opzione che, senza intervenire sulla formazione dei prezzi e sulle condizioni di mercato, proteggano il sistema da oscillazioni estreme dei prezzi. Il mercato

della capacità per il settore elettrico rappresenta un tipico esempio di tale approccio. Inoltre, l'Autorità ha rilevato la possibilità di valutare meccanismi che favoriscano, sempre in un'ottica concorrenziale, la conclusione di contratti di lungo periodo, per esempio corrispondenti a possibili incrementi della capacità di produzione nazionale, ove possibili e ritenuti opportuni per accompagnare il processo di decarbonizzazione.

Memoria in merito al disegno di legge di conversione in legge del decreto legge 27 gennaio 2022, n. 4, recante "Misure urgenti in materia di sostegno alle imprese e agli operatori economici, di lavoro, salute e servizi territoriali, connesse all'emergenza da Covid-19, nonché per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico" (A.S. 2505)

Con la memoria 18 febbraio 2022, 60/2022/I/com, l'Autorità ha fornito alla Commissione Programmazione economica, bilancio del Senato della Repubblica elementi di valutazione relativi al disegno di legge di conversione in legge del decreto legge 27 gennaio 2022, n. 4, recante "Misure urgenti in materia di sostegno alle imprese e agli operatori economici, di lavoro, salute e servizi territoriali, connesse all'emergenza da Covid-19, nonché per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico" (A.S. 2505) – ora definitivamente convertito nella legge 28 marzo 2022, n. 25 –.

La presente memoria si è focalizzata sulla disamina delle disposizioni inerenti alle materie ricomprese nell'ambito delle competenze dell'Autorità e, in particolare, su:

- l'art. 14, che contiene disposizioni in ordine all'annullamento per il primo trimestre dell'anno in corso, delle aliquote relative agli oneri generali di sistema applicate alle utenze con potenza disponibile pari o superiore a 16,5 kW, anche connesse in media e alta/altissima tensione o per usi di illuminazione pubblica o di ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico. Tale norma integra le misure già adottate dalla legge di bilancio per l'anno 2022, sempre con riferimento al primo trimestre dell'anno in corso, per contenere i costi della bolletta elettrica delle utenze domestiche e non domestiche in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW;
- l'art. 15, che assegna un contributo straordinario, sotto forma di credito d'imposta, alle imprese c.d. "energivore" – come individuate dal decreto del Ministero dello sviluppo economico del 21 dicembre 2017 – i cui costi per kWh della componente energia elettrica, calcolati sulla base della media dell'ultimo trimestre 2021, abbiano subito un incremento superiore al 30% rispetto al medesimo periodo dell'anno 2019;
- l'art. 16, che dispone, dal 1° febbraio al 31 dicembre 2022, l'applicazione di un meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici di potenza superiore a 20 kW che beneficino di tariffe fisse derivanti dal meccanismo del c.d. "conto energia", nonché sull'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonte idroelettrica, geotermoelettrica ed eolica che non accedono a meccanismi di incentivazione. Le modalità attuative della presente disposizione sono attribuite all'Autorità che ha, poi, ritenuto utile formulare alcune proposte di modifica all'impianto dell'art. 16, come segue:
 - non applicare la norma in esame agli impianti che non godono di incentivi, specialmente a quelli entrati in esercizio negli ultimi anni; ciò in considerazione dell'incremento dei rischi associati agli investimenti (in particolare, quelli non già ammortizzati) e delle reali possibilità che la medesima sia elusa (o possa essere scarsamente efficace);

- estendere il periodo temporale oggetto della misura fino al termine del periodo di incentivazione per gli impianti che godono di incentivi di tipo *"feed in premium"*. Pur non avendo più le caratteristiche di transitorietà che la disposizione presenta nella sua formulazione attuale, in considerazione dell'eccezionalità della situazione, avrebbe, tuttavia, il pregio di dare maggiore certezza agli investitori, in quanto la garanzia del prezzo riconosciuto, non solo per l'anno in corso (dove il prezzo riconosciuto è inferiore ai prezzi attesi di mercato) ma fino al termine del periodo di incentivazione, rimuoverebbe per il produttore ogni rischio associato all'andamento futuro dei prezzi di mercato. In questo modo la valutazione verrebbe, infatti, a riferirsi a un periodo (tutto il periodo di incentivazione) correlato alla vita utile degli impianti.

L'andamento dei prezzi attesi futuri è sì in discesa, ma con valori ancora elevati almeno per l'anno in corso, pertanto una tale modifica della norma, se, da un lato ridurrebbe i rischi per i produttori che il prezzo possa scendere in futuro, dall'altro, almeno nel breve/medio periodo, costituirebbe una protezione anche per i consumatori. Una siffatta modifica renderebbe, infine, meno rilevanti le problematiche implementative esposte in relazione ai contratti; la quota dell'energia prodotta coperta da contratti è, verosimilmente, già limitata per tali tipologie di impianti per l'anno in corso, ma è ragionevole ritenere che copra una parte molto limitata o addirittura nulla della produzione per i prossimi anni. In generale, infatti, le coperture si estendono per non più di uno-due anni. Ovviamente resterebbero, in parte, gli elementi di attenzione relativi agli aspetti implementativi legati ai contratti, ma con un impatto molto più limitato sugli effetti della norma.

Inoltre, al fine di superare la problematica legata – per gli impianti programmabili – al calcolo delle partite economiche oggetto di regolazione con il GSE, come differenza tra un prezzo medio storico di riferimento e il prezzo zonale orario applicato alla produzione dell'impianto in ciascuna ora, l'Autorità ha proposto un'applicazione dell'art. 16, comma 2, in base alla quale le partite economiche oggetto di regolazione con il GSE siano, invece, determinate come differenza tra un prezzo medio di riferimento inerente agli anni precedenti al 2021 e un prezzo medio calcolato per ciascun mese del 2022. Tale modifica comporterebbe che la rendita estratta dipenderebbe dalla differenza di prezzi medi, lasciando inalterato l'incentivo per il produttore a programmare l'impianto, in relazione alle esigenze del sistema espresse dall'andamento dei prezzi di mercato. Con l'obiettivo di evitare dubbi interpretativi, che potrebbero generare inefficienze nel funzionamento del sistema nell'attuale situazione di tensione dei mercati, l'Autorità ha, altresì, proposto di modificare la disposizione in questione, al fine di chiarire, limitatamente agli impianti programmabili, tale modalità applicativa. Ovviamente, questo profilo non sarebbe più rilevante qualora dall'ambito applicativo della norma fossero espunti, come proposto, gli impianti che non godono di incentivi; ciò in quanto, in tal caso, la norma riguarderebbe solo impianti non programmabili.

L'Autorità ha segnalato ancora che la previsione di cui al comma 2, lettera a), dell'art. 16, oltre a comportare un differente trattamento per gli impianti, a seconda della data di entrata in servizio, non risulta applicabile agli impianti entrati in servizio successivamente al 31 dicembre 2020. Tale criticità riguarda solo gli impianti che non godono di incentivi e sarebbe, quindi, superata nel caso in cui l'applicazione venisse ristretta, come sopra auspicato, agli impianti incentivati che già ne sono oggetto, oppure laddove l'applicazione agli impianti che non godono di incentivi fosse limitata a quelli entrati in servizio, per esempio, anteriormente al 1° gennaio 2010.

Memoria in merito al disegno di legge “Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021” (A.S. 2469)

Con la memoria 4 marzo 2022, 82/2022/I/com, l’Autorità ha fornito alla Commissione Industria, commercio, turismo del Senato della Repubblica elementi di valutazione in merito al disegno di legge recante “Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021”, in seguito definitivamente approvato come legge 5 agosto 2022, n. 118, concentrandosi sulla disamina di specifici aspetti inerenti alle materie di diretta competenza della medesima Autorità e, in particolare, sull’art. 4, in tema di concessioni di distribuzione del gas naturale, e sull’art. 6, che attribuisce al Governo una delega per il riordino dei servizi pubblici locali.

Riguardo a quanto previsto dall’art. 4 del disegno di legge in esame, esso introduce misure utili a incrementare la speditezza del processo di effettuazione delle gare. In particolare, l’Autorità ha evidenziato come le disposizioni contenute al primo comma dello stesso art. 4 rappresentino una soluzione equilibrata rispetto alla valorizzazione dei cespiti di proprietà comunale, comportando un maggiore flusso economico a favore degli enti locali e delle società patrimoniali delle reti, ma di impatto, comunque, complessivamente limitato sulla tariffa di distribuzione. Inoltre, quanto stabilito al secondo comma dell’art. 4 del disegno di legge in commento è stato valutato favorevolmente, considerato che le disposizioni *de quibus* rafforzano il percorso di semplificazione già avviato con la legge 4 agosto 2017, n. 124, riducendo ulteriormente l’ambito delle verifiche svolte a livello centrale dall’Autorità sugli scostamenti VIR-RAB, ma mantenendo un importante presidio rispetto a potenziali sopravvalutazioni delle reti esistenti, che costituirebbero vere e proprie rendite ingiustificate a beneficio dei gestori di rete, con oneri che ricadrebbero sui clienti del servizio. Riguardo, infine, al comma 3 del medesimo art. 4, rafforzando i poteri degli enti locali concedenti nell’acquisizione dal gestore di rete delle informazioni necessarie per la predisposizione della documentazione di gara, appare in linea con quanto indicato da questa stessa Autorità nella segnalazione 86/2016/I/gas.

L’Autorità, poi, ha manifestato forti preoccupazioni circa i rilevanti effetti distorsivi derivanti dall’attuazione dell’art. 114-ter del decreto legge 19 maggio 2020, n. 34, convertito nella legge 17 luglio 2020, n. 77, che sancisce un obbligo a carico della medesima Autorità di riconoscere un’integrale copertura tariffaria degli investimenti relativi al potenziamento o alla nuova costruzione di reti e di impianti in comuni metanizzati o da metanizzare, in specifiche località del paese (zona climatica F, comuni montani e specifiche zone del Mezzogiorno), superando la regola generale prevista per gli sviluppi infrastrutturali delle reti di distribuzione del gas naturale che richiede lo svolgimento di analisi costi-benefici.

Ciò determinerebbe, *in primis*, un improprio incremento delle tariffe e dei connessi oneri posti a carico dei consumatori finali, chiamati a sostenere dal punto di vista tariffario il costo di infrastrutture potenzialmente inefficienti, introducendo, inoltre, un’evidente discriminazione tra le imprese di distribuzione del gas che operano nelle località cui la norma rimanda e quelle che operano al di fuori di esse. *In secundis*, la norma in esame comprimerebbe le prerogative e le responsabilità di questa istituzione, come riconosciute dallo stesso legislatore, ponendosi in apparente contrasto con la normativa comunitaria e sollevando dubbi di legittimità costituzionale.

Memoria in merito al disegno di legge di conversione in legge del decreto legge 1° marzo 2022, n. 17, recante “Misure urgenti per il contenimento dei costi dell’energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali” (A.C. 3495)

Con la memoria 15 marzo 2022, 108/2022/I/com, l’Autorità ha formulato alle Commissioni riunite Ambiente, territorio e lavori pubblici e Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati le proprie osservazioni sulle seguenti disposizioni:

- art. 1, che, con riferimento al secondo trimestre 2022, prevede l’azzeramento delle aliquote relative agli oneri generali di sistema afferenti al settore elettrico applicate alle utenze domestiche e non domestiche in bassa tensione, per altri usi, con potenza disponibile fino a 16,5 kW, nonché alle utenze con potenza disponibile pari o superiore a 16,5 kW, anche connesse in media e alta/altissima tensione o per usi di illuminazione pubblica o di ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico.

Riguardo a tale articolo, l’Autorità ha auspicato una valutazione strutturale da parte del legislatore in ordine all’evoluzione a regime degli oneri generali di sistema relativi all’energia elettrica e al gas naturale, ribadendo che, innanzitutto, dovrebbe essere reso strutturale l’utilizzo dei proventi derivanti dalla messa all’asta delle quote di emissione, al fine di coprire ampia parte degli oneri per l’incentivazione delle fonti rinnovabili, alleggerendo la pressione di tali oneri sulle bollette elettriche. Inoltre, l’Autorità ha proposto che il finanziamento di alcune politiche pubbliche, esogene al sistema energetico, che sono state finora oggetto di finanziamento tramite componenti tariffarie raccolte dagli utenti, possa essere ricondotto al sistema fiscale che – come evidenziato – assicura una maggiore equità contributiva.

Stabilire un percorso di progressiva “strutturalizzazione” della copertura degli oneri generali di sistema, con risorse ulteriori rispetto alla raccolta tramite le bollette, permetterebbe, da una parte, di offrire maggiore certezza agli operatori e ai consumatori e, dall’altra, di programmare la ripresa della raccolta degli oneri in bolletta, per la parte non coperta da risorse provenienti dalla fiscalità generale o dai proventi delle aste delle quote di emissione, con modalità che garantiscano maggiore trasparenza e prevedibilità;

- art. 2, commi 3 e 4, che, riguardo al settore del gas naturale, affidano all’Autorità il compito, per il secondo trimestre 2022, di ridurre le aliquote relative agli oneri generali di sistema fino a concorrenza dell’importo di 250 milioni di euro;
- art. 3, che prevede la rideterminazione, per il secondo trimestre 2022, da parte dell’Autorità, delle agevolazioni relative alle tariffe per la fornitura di energia elettrica riconosciute ai clienti domestici economicamente svantaggiati e ai clienti in gravi condizioni di salute e la compensazione per la fornitura di gas naturale, in modo da minimizzare gli incrementi della spesa per la fornitura, fino a concorrenza dell’importo di 400 milioni di euro;
- art. 16, che reca disposizioni in merito all’avvio e allo svolgimento, da parte del Gestore dei servizi energetici (GSE), di procedure per l’approvvigionamento di lungo termine di gas naturale di produzione nazionale da parte dei titolari di concessioni di coltivazione di gas.

L’Autorità ha ritenuto opportuno, con riferimento a tale misura, valutare che i contratti di acquisto a lungo termine, previsti al comma 4, non debbano essere in ultima istanza vincolati alla conclusione delle procedure, disciplinate dal comma 5, per la vendita del medesimo gas ai clienti. In tal modo, tutti i consumatori potrebbero beneficiare di eventuali partite di gas acquistate dal GSE e non cedute, in esito alle procedure di cui al comma 5, attraverso la cessione della medesima energia a mercato e la retrocessione delle partite derivanti da eventuali differenziali di prezzo attraverso appositi corrispettivi.

In tal modo si realizzerebbe l'obiettivo di garantire l'efficienza del processo e la procedura di cui al comma 5 dovrebbe prevedere un meccanismo competitivo e la destinazione di eventuali differenze tra il prezzo di vendita e quello di acquisto alla generalità dei consumatori;

- art. 21, che prevede l'adozione, da parte del Ministero della transizione ecologica, di misure volte a garantire la sicurezza degli approvvigionamenti per il sistema del gas naturale e di misure di salvaguardia, in caso di crisi improvvisa sul mercato dell'energia e qualora fosse minacciata l'integrità fisica o la sicurezza delle persone, delle apparecchiature o degli impianti o l'integrità del sistema del gas naturale o del sistema elettrico.

A tal proposito, l'Autorità ha sottolineato come una maggiore armonizzazione della regolazione degli stoccaggi in Europa verso il modello italiano possa costituire uno strumento in grado di favorire un tempestivo riempimento degli stoccaggi e contribuire così a fronteggiare fenomeni di volatilità dei prezzi legati alla scarsità degli approvvigionamenti. Ciò anche in considerazione del fatto che la riduzione del livello di sicurezza conseguente a tali circostanze non riguarda solo il paese nel quale lo stoccaggio si trova, ma eventuali eventi eccezionali produrrebbero effetti anche nel resto dell'Europa.

In considerazione dell'evoluzione del conflitto bellico tra Russia e Ucraina e delle possibili ripercussioni sulla sicurezza degli approvvigionamenti energetici nazionali, si è resa necessaria l'adozione di iniziative immediate e straordinarie finalizzate a incrementare la disponibilità di volumi aggiuntivi di gas dai punti di interconnessione con gasdotti non interconnessi alla rete europea dei gasdotti e nei terminali di rigassificazione di GNL; pertanto, con l'obiettivo di contrastare l'insorgere di potenziali situazioni di emergenza, l'Autorità ha provveduto, già dallo scorso 8 marzo, a implementare le disposizioni contenute nel decreto legge in analisi (comma 1, lettera d)). Infatti, con la delibera 97/2022/R/gas, "Disposizioni urgenti in materia di corrispettivi di trasporto e di offerta delle capacità di erogazione degli stoccaggi", l'Autorità ha previsto appositi dispositivi tariffari, volti a incrementare la disponibilità di gas dai punti di interconnessione con sistemi di paesi extraeuropei e a favorire il riempimento degli stoccaggi nel breve termine.

L'aumento della disponibilità di gas può essere conseguito, appunto, anche attraverso la definizione di corrispettivi che, rispetto a quelli attualmente in vigore, siano economicamente più vantaggiosi, per le prenotazioni di nuova capacità di trasporto del gas naturale in ingresso nei punti di entrata da gasdotti non connessi alla rete europea di gasdotti e nei terminali di rigassificazione, nonché più svantaggiosi per le prenotazioni di nuova capacità di erogazione dagli stoccaggi.

Memoria per l'audizione dinanzi alla Commissione Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati

Con la memoria 22 marzo 2022, 111/2022/I/com, l'Autorità ha fornito alla Commissione Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati un approfondimento dei meccanismi di indicizzazione dei prezzi per la fornitura di energia elettrica ai clienti in maggior tutela e per la fornitura di gas naturale ai clienti in tutela.

L'Autorità ha rammentato a tal proposito che i prezzi applicati ai clienti nei servizi di tutela svolgono la propria funzione a tutela del consumatore nel garantire che essi rappresentino il recupero da parte dei venditori dei costi efficienti connessi all'erogazione di tali servizi. Tali costi comprendono:

- a) i costi di approvvigionamento dell'energia elettrica o del gas nei mercati all'ingrosso.

I costi riconosciuti ai venditori per l'approvvigionamento della materia prima sono determinati dall'Autorità sulla base dei prezzi registrati nei relativi mercati all'ingrosso. Con riferimento all'energia elettrica, giova qui ricordare che gli esercenti del servizio di maggior tutela si approvvigionano da Acquirente unico che, a sua volta, si approvvigiona in borsa. Per il gas naturale, i venditori si approvvigionano direttamente nei mercati all'ingrosso. Per la determinazione dei corrispettivi variabili a copertura dei relativi costi, il decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito nella legge 24 marzo 2012, n. 27, ha previsto che venisse progressivamente fatto riferimento ai prezzi del gas rilevati sul mercato e che i mercati di riferimento da considerare fossero quelli europei, in attesa dell'avvio del mercato del gas naturale tramite i mercati organizzati gestiti dal Gestore dei mercati energetici (GME);

- b) i costi per la commercializzazione (che includono, per esempio, i costi per la gestione del contratto e per il recupero dei crediti). I costi riconosciuti ai venditori per la commercializzazione sono determinati dall'Autorità sulla base dei costi efficienti di tale attività;
- c) i costi per il trasporto e gli oneri generali di sistema. Trattandosi di attività regolata, i venditori pagano per il servizio di trasporto e per gli oneri generali i corrispettivi fissati dall'Autorità e recuperano a loro volta tali costi dai propri clienti;
- d) le imposte applicate ai consumatori sulla base della normativa vigente.

L'Autorità si è soffermata poi sulle metodologie per la determinazione delle componenti a copertura dei costi di approvvigionamento di cui alla lettera a), aggiornati trimestralmente dalla stessa. Nel dettaglio, si sono riportati i riferimenti normativi che definiscono le competenze dell'Autorità nell'ambito della fissazione dei prezzi di maggior tutela nel settore elettrico e quelli di tutela nel comparto del gas naturale e la loro evoluzione.

L'Autorità ha poi illustrato i meccanismi di fissazione dei prezzi in vigore definiti dalla stessa per i servizi di tutela.

Dopo avere mostrato l'evoluzione dei prezzi nel corso del tempo rispetto ai prezzi di riferimento dei mercati all'ingrosso, l'Autorità ha evidenziato la necessità di rafforzare gli strumenti di monitoraggio a disposizione della medesima, anche allo scopo di garantire, in particolare in questo periodo di forte turbolenza dei prezzi, la disponibilità di indicatori adeguati da impiegare nell'ambito della funzione indipendente di segnalazione a Parlamento e Governo per sostenere le scelte di strategia energetica del paese.

Memoria in merito al Pacchetto di proposte legislative della Commissione europea "Fit for 55"

Con la memoria 29 marzo 2022, 138/2022/I/com, l'Autorità ha espresso le proprie considerazioni alla Commissione Ambiente, territorio e lavori pubblici della Camera dei deputati su alcune delle proposte legislative presentate dalla Commissione europea che compongono il pacchetto c.d. "Fit for 55", per gli aspetti di competenza, con particolare riferimento agli aspetti regolatori derivanti dalla revisione della direttiva sulle energie rinnovabili, dalla rifusione della direttiva sull'efficienza energetica, dalle modifiche del sistema di scambio di quote di emissione dell'Unione europea (EU ETS) e dalla proposta di regolamento per l'infrastruttura di ricarica per i combustibili alternativi (regolamento AFIR).

Riguardo alla revisione della direttiva 2018/2001/UE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (c.d. RED II), l'Autorità ha ritenuto essenziale assicurare la coerenza del quadro normativo in fase di definizione e

garantire un sistema che sia trasparente e sufficientemente flessibile, in modo da essere agevolmente applicato alle diverse caratteristiche dei sistemi elettrici europei, al fine di promuovere la concorrenza nella produzione di idrogeno da fonti rinnovabili fra diversi sistemi europei.

Più precisamente, l'Autorità ha rilevato l'opportunità che tali atti delegati facciano riferimento non solo alle configurazioni d'impianto ma anche alle garanzie di origine dell'energia elettrica, riportando anche l'ora e la zona in cui l'energia elettrica è stata prodotta.

Con riferimento agli obblighi relativi ai progetti transfrontalieri di energie rinnovabili, l'Autorità, pur considerando di grande rilievo la collaborazione transnazionale, ha riferito di non ritenere utile, per le finalità perseguite dalla proposta in esame, l'imposizione di un vincolo in tal senso, tra l'altro senza alcuna previsione in tema di analisi costi-benefici. Solo un approccio selettivo allo sviluppo delle infrastrutture, fondato su un'analisi dei costi e dei benefici, consente infatti di minimizzare il rischio di allocare le risorse in maniera inefficiente, con un aggravio ingiustificato dei costi per i consumatori.

In merito all'obbligo, previsto per tutti gli Stati affacciati sul medesimo bacino marino, di concordare obiettivi comuni per lo sviluppo di impianti rinnovabili *offshore*, l'Autorità ha rappresentato come tale obbligo, nell'attuale formulazione, potrebbe risultare di non immediata applicazione e che, comunque, potrebbe essere preferibile favorire questo tipo di accordi con pianificazioni comuni di investimenti, laddove effettivamente opportuno ed efficiente, alla luce della speciale conformazione del bacino marino, della disponibilità di risorsa rinnovabile e di interconnessioni preesistenti tra gli Stati in questione. L'Autorità ha considerato, altresì, opportuno segnalare la necessità di evitare, attraverso l'imposizione di tali obblighi, potenziali incoerenze con le disposizioni relative alla pianificazione degli investimenti infrastrutturali ai sensi del regolamento (UE) 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento (UE) 347/2013 sulle infrastrutture energetiche transeuropee.

Pertanto, l'Autorità ha valutato positivamente la proposta della Commissione europea e ha evidenziato l'opportunità di valorizzare, nell'ambito del processo decisionale, il quadro regolatorio nazionale, che già può considerarsi compatibile – anticipandole – con le previsioni europee che invitano alla definizione di un quadro normativo minimo per assicurare l'accesso non discriminatorio ai mercati dei servizi ancillari.

Riguardo alla rifusione della direttiva sull'efficienza energetica (EED), l'Autorità ha ritenuto che, per contribuire agli obiettivi di decarbonizzazione in modo efficiente, il richiamo al principio di efficienza energetica nello sviluppo delle infrastrutture non sia di per sé sufficiente, bensì sarebbe auspicabile un approccio più ambizioso che affianchi a tale principio solidi criteri di selettività degli investimenti che, facendo leva su metodologie di analisi costi-benefici chiare e trasparenti, valorizzino adeguatamente gli obiettivi di efficienza energetica sia in termini economici sia in termini ambientali.

Circa la revisione della direttiva sul sistema di scambio di quote di emissione dell'Unione europea EU ETS e istituzione del Fondo sociale per il clima, l'Autorità ha rilevato che la sostenibilità economica del processo di decarbonizzazione tramite un deciso rafforzamento e un'estensione del sistema EU ETS a nuovi settori andrà attentamente calibrata alla luce della crisi energetica in essere e ha evidenziato l'opportunità di valutare che una parte di tali proventi sia strutturalmente destinata alla copertura dei costi di incentivazione delle fonti rinnovabili, alleggerendo la pressione sulle tariffe elettriche, soprattutto nel contesto attuale segnato da forti rincari. Tale

previsione, considerato che il prezzo della CO₂ si scarica direttamente sui prezzi dell'energia elettrica, contribuendo in tal modo al finanziamento delle fonti rinnovabili che non ne sostengono il costo, concorrerebbe altresì a evitare il determinarsi di una doppia imposizione con gli oneri generali di sistema destinati in prevalenza al finanziamento delle medesime fonti.

Infine, riguardo alle proposte di regolamento per l'infrastruttura di ricarica per i combustibili alternativi (c.d. regolamento AFIR), l'Autorità ha ritenuto opportuno sviluppare politiche di *smart charging* orientate anche alla ricarica in luoghi privati (come già disposto con la delibera 15 dicembre 2020, 541/2020/R/eel, al fine di favorire la ricarica notturna, quando le reti elettriche sono più scariche) e sistemi di partecipazione delle infrastrutture di ricarica ai servizi di dispacciamento (non solo nella più complessa modalità V2G ma anche in modalità V1G, ovvero con flusso energetico monodirezionale verso il veicolo ma soggetto, comunque, a capacità di controllo). Inoltre, in relazione agli obiettivi di installazione di infrastrutture di ricarica per livelli di potenza, l'Autorità ha segnalato che l'impatto sulla rete non è direttamente correlato alla potenza di ricarica del veicolo. In proposito, sistemi di *load management*, installazioni di generazione da fonti rinnovabili e di accumulo presso i punti di ricarica possono contribuire a controllare l'impatto della nuova elettrificazione, tenendo conto soprattutto delle diverse esigenze tra ricarica rapida (tipicamente presso i punti in luoghi pubblicamente accessibili) e ricarica lenta (tipicamente presso i punti in luoghi privati). Sempre in relazione agli impatti sulla rete elettrica, l'Autorità ha sottolineato che i requisiti emissivi molto stringenti del regolamento c.d. "CO₂ auto" comporteranno una notevole crescita dei veicoli circolanti alimentati a energia elettrica e questo si rifletterà nei piani di sviluppo delle reti di distribuzione che gli operatori delle stesse reti devono mettere a punto ai sensi del menzionato decreto legislativo n. 210/2019 di recepimento della direttiva 2019/944/UE.

L'Autorità si è anche impegnata nella definizione dei criteri per rendere tali piani un vero strumento di efficientamento della spesa di investimento, data anche la possibilità di fornire stimoli alla localizzazione delle stazioni di ricarica più impattanti verso punti della rete esistente con buona capacità disponibile (*hosting capacity*). Riguardo, poi, al profilo dello sviluppo concorrenziale del settore, l'Autorità ha considerato di notevole rilievo le disposizioni del regolamento AFIR in tema di accesso non discriminatorio alle infrastrutture dei *charging point operators* (CPO) da parte dei *mobility service providers* (MSP). Questi ultimi, infatti, sviluppano rapporti contrattuali con gli "automobilisti elettrici", offrendo accesso a reti di punti di ricarica.

Memoria per l'audizione in merito al disegno di legge di conversione del decreto legge 21 marzo 2022, n. 21, recante "Misure urgenti per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina" (A.S. 2564)

Con la memoria 12 aprile 2022, 166/2022/I/com, l'Autorità ha formulato alle Commissioni Finanze e tesoro e Industria, turismo, commercio del Senato della Repubblica le proprie considerazioni, soffermandosi su alcune disposizioni del decreto legge 21 marzo 2022, n. 21, recante "Misure urgenti per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina", attualmente convertito in legge 20 maggio 2022, n. 51, che attengono alle materie ricomprese nelle proprie competenze; in particolare, sull'art. 6, che contiene prescrizioni sui bonus sociali elettricità e gas, rispetto al quale si intende fornire alcuni elementi in ordine all'impatto sugli oneri generali afferenti al settore elettrico, attualmente azzerati per effetto di precedenti disposizioni di legge collegate alla crisi dei prezzi

energetici, e sull'art. 7, commi 5 e 6, in tema di pianta organica di questa stessa istituzione per fare fronte ai nuovi compiti di monitoraggio alla medesima assegnati.

Riguardo ai bonus sociali, di cui al citato art. 6, il riconoscimento delle agevolazioni è stato esteso a nuovi aventi diritto e potrà essere erogato con le stesse modalità applicative già definite dall'Autorità in attuazione di quanto stabilito dal decreto legge 26 ottobre 2019, n. 124 e oggi in vigore per gli attuali beneficiari.

Inoltre, l'Autorità ha ritenuto opportuno indicare che il medesimo art. 6 debba precisare che l'ambito di applicazione dello stesso è esteso a tutte le DSU presentate nel corso dell'anno 2022.

Riguardo alle misure in tema di pianta organica di questa Autorità (art. 7, commi 5 e 6), la stessa Autorità ha chiesto che la norma sia riformulata, prevedendo la sola indicazione delle venticinque risorse aggiuntive assegnate, e la precisazione che la copertura dei relativi costi avverrà senza nuovi o maggiori oneri per il bilancio dello Stato.

Memoria in merito al disegno di legge "Conversione in legge del decreto legge 17 maggio 2022, n. 50, recante misure urgenti in materia di politiche energetiche nazionali, produttività delle imprese e attrazione degli investimenti, nonché in materia di politiche sociali e di crisi ucraina" (A.C. 3614)

Con la memoria 1° giugno 2022, 248/2022/1/com, l'Autorità ha fornito alle Commissioni riunite Bilancio e Tesoro e finanze della Camera dei deputati elementi di valutazione relativi al disegno di legge "Conversione in legge del decreto legge 17 maggio 2022, n. 50, recante misure urgenti in materia di politiche energetiche nazionali, produttività delle imprese e attrazione degli investimenti, nonché in materia di politiche sociali e di crisi ucraina"; il decreto legge n. 50/2022 è stato attualmente convertito nella legge 15 luglio 2022, n. 91.

Detto disegno di legge contiene ulteriori nuove misure per fare fronte agli impatti della crisi internazionale derivanti dal conflitto bellico tra Russia e Ucraina in diversi settori e ambiti, tra cui quelle essenziali per fronteggiare gli aumenti dei prezzi dell'energia finalizzate, tra l'altro, a consentire lo svolgimento delle attività produttive nell'ambito di una situazione di straordinaria instabilità del sistema nazionale del gas naturale.

L'Autorità ha rappresentato quanto segue:

- 1) riguardo all'art. 1, in tema di agevolazioni relative alle tariffe per la fornitura di energia elettrica e gas naturale, l'Autorità ha suggerito che il comma 1 dell'art. 1 sia integrato con l'indicazione del livello di protezione da riconoscere ai clienti in situazione di disagio. L'Autorità ha ritenuto, peraltro, che la proposta di integrazione sia coerente con la *ratio* degli interventi di legge ai quali la norma in discussione fa seguito e riferimento, anche tenuto conto del fatto che i prezzi dell'energia risultano ancora notevolmente elevati e non consigliano l'applicazione dei criteri di protezione "ordinari" applicati prima dello straordinario aumento dei prezzi dell'energia in atto dal secondo semestre del 2021 (la protezione ordinaria prevede che il bonus copra il 30% della spesa finale per elettricità, circa il 20% per il gas). In proposito, l'Autorità ha auspicato che sia precisato che tale limite si riferisce alle risorse oggetto dei trasferimenti a CSEA dal bilancio dello Stato e messe a disposizione dalle manovre precedenti e nella misura in cui si registrino/stimino eccedenze delle risorse rispetto agli impieghi cui erano state destinate. Tale approccio comporterebbe, comunque, un possibile trasferimento

delle risorse in questione da alcune destinazioni, per le quali erano originariamente assegnate, ad altre finalità (in particolare, il rafforzamento dei bonus sociali).

Con riferimento al bilancio complessivo per l'anno 2021, i trasferimenti dallo Stato a CSEA a copertura delle misure di azzeramento degli oneri generali di sistema e di potenziamento dei bonus hanno determinato un "avanzo" pari a circa 520 milioni di euro, tra elettricità e gas. Una analoga rendicontazione non può però ancora essere compiuta per il primo semestre 2022 con riferimento alle manovre straordinarie di azzeramento degli oneri di sistema per detto arco temporale, anche perché le risorse stanziare per il secondo trimestre non risultano ancora trasferite a CSEA o non si è ancora compiuto il ciclo di erogazioni ad esse relativo. L'Autorità ha colto anche questa occasione per segnalare ancora una volta la necessità di una programmazione più strutturale delle risorse del bilancio dello Stato da destinare al contenimento/azzeramento degli oneri generali di sistema. In tal senso, l'Autorità ha sottolineato l'importanza di adottare una norma che preveda la stabile destinazione del gettito derivante dalle aste per l'assegnazione delle quote di emissione di CO₂ alla riduzione della componente A_{sos} , che determinerebbe reali benefici sia per i consumatori sia per l'intero sistema, in termini di maggiore trasparenza e di prevedibilità della ripresa delle aliquote tariffarie a copertura della parte di oneri residui non coperti dalle risorse del bilancio dello Stato;

- 2) riguardo, poi, al comma 2 del medesimo art. 1, l'Autorità ha rilevato come esso rechi un'interpretazione dell'art. 6 del decreto legge 21 marzo 2022, n. 21, che ha esteso, per il periodo dal 1° aprile 2022 al 31 dicembre 2022, la platea dei beneficiari dei bonus elettrico e gas, elevando dagli attuali 8.265 euro a 12.000 euro il valore della soglia ISEE per l'accesso ai medesimi. Per quanto attiene alle disposizioni di cui al citato art. 6, ancora una volta l'Autorità ha fatto presente che il riconoscimento dei bonus sociali elettrico e gas per disagio economico, dal 1° gennaio 2021, avviene nell'ambito del regime automatico introdotto dal decreto legge 26 ottobre 2019, n. 124, convertito, con modificazioni, nella legge 19 dicembre 2019, n. 157 (art. 57-*bis*, comma 5), che ha sostituito per i bonus sociali per disagio economico il precedente sistema c.d. "a domanda", ossia basato sulla presentazione di una specifica istanza di accesso all'agevolazione da parte dei nuclei familiari interessati. Il nuovo regime di riconoscimento automatico dei bonus per i nuclei economicamente disagiati si fonda sullo scambio di flussi informativi tra l'INPS e il Sistema informativo integrato (SII) gestito da Acquirente unico, e tra quest'ultimo e gli operatori interessati del settore elettrico e gas (venditori e distributori). Le modalità di trasmissione dei dati rilevanti tra l'INPS e il SII e le modalità applicative delle agevolazioni sono state demandate dal legislatore all'Autorità. Il meccanismo è pienamente a regime per quanto riguarda i bonus sociali oggetto della norma in esame e prevede che il bonus sia riconosciuto agli aventi diritto con ratei giornalieri, a partire dalla data di elaborazione da parte del SII dei dati ricevuti dall'INPS per i dodici mesi successivi, così da compensare la spesa progressivamente sostenuta. L'eventuale bonus correlato all'attestazione ISEE dell'anno successivo è erogato con le stesse modalità, una volta conclusa l'assegnazione dell'agevolazione in corso, senza creare sovrapposizioni. I valori di bonus riconosciuti sono quelli in vigore in ciascun periodo di erogazione, comprensivi delle eventuali componenti aggiuntive previste. Tali modalità applicative consentono di verificare tutti i requisiti richiesti per l'erogabilità del bonus (quali ad esempio l'esistenza di una fornitura attiva), nonché di identificare in modo univoco il venditore che deve erogare in fattura il bonus, anche nei casi di avvicendamento a seguito di *switching* da parte del cliente finale. Dalla lettura di detto comma 2, si desume l'introduzione *de facto*, per i nuclei familiari beneficiari delle agevolazioni ai sensi del menzionato art. 6 del decreto legge n. 21/2022, di un principio di retroattività in ordine all'applicazione dei bonus sociali volto a consentire l'applicazione agli aventi diritto dei valori di bonus in vigore dal 1° gennaio 2022 al 31 dicembre. A tale proposito, l'Autorità ha ritenuto opportuno segnalare che la gestione di tale modalità potrà avvenire solo in deroga rispetto alla normale procedura sopra descritta, con notevoli difficoltà operative da parte di tutti i soggetti coinvolti nel processo, richiedendo anche nuovi sviluppi informatici. Si rende, inoltre, necessario

specificare che l'applicazione retroattiva delle agevolazioni dovrà essere garantita non solo ai nuovi beneficiari individuati per effetto dell'innalzamento della soglia ISEE a 12 mila euro introdotto dall'art. 6 del decreto legge n. 21/2022, ma anche per tutti i beneficiari ricompresi nei limiti ISEE precedenti all'entrata in vigore della norma che presenteranno o che hanno già presentato una DSU (dichiarazione sostitutiva unica) nel corso dell'anno 2022 e che non hanno già in corso l'erogazione del bonus dell'anno 2021 (per questi ultimi, come detto, sono già stati applicati i valori di bonus vigenti, comprensivi delle componenti aggiuntive). Nel caso in cui sia ancora in corso l'erogazione del bonus 2021, il nuovo bonus 2022 inizierà al termine del precedente, come da normale procedura, garantendo continuità di beneficio all'avente diritto. Peraltro, la disposizione *de qua* non indica precisamente la data di decorrenza dell'erogazione dei bonus per i nuovi beneficiari di cui all'art. 6 del decreto legge n. 21/2022. L'Autorità ha reputato, comunque, fortemente auspicabile che la disposizione in esame indichi espressamente la data del 1° gennaio 2022 quale data di decorrenza dei bonus da riconoscere retroattivamente ai nuovi beneficiari, al fine di evitare, in sede applicativa, ogni possibile fraintendimento e conseguenti possibili contenziosi. Il suddetto comma 2 introduce disposizioni finalizzate a consentire che il beneficiario sia compensato dell'eventuale maggiore spesa sostenuta per effetto della mancata applicazione retroattiva del bonus. Pertanto, l'Autorità ha considerato fondamentale che la disposizione in esame chiarisca che le agevolazioni, cui accedono i nuovi beneficiari ai sensi dell'art. 6 del decreto legge n. 21/2022, siano quelle in vigore nel periodo di competenza dei documenti di fatturazione. In aggiunta, l'Autorità ha ritenuto essenziale sottolineare che l'art. 1 precisi che l'ambito di applicazione dello stesso è esteso a tutte le DSU presentate nel corso dell'anno 2022. Infatti, l'eventuale esclusione dei nuclei familiari che già hanno presentato una DSU nel primo trimestre 2022 dal perimetro applicativo della disposizione in questione, oltre a introdurre un elemento di discriminazione tra i clienti che la stessa norma si propone di tutelare, rischierebbe anche di incentivare questi nuclei familiari a presentare nuovamente una DSU per l'anno 2022, con il solo obiettivo di rientrare tra i nuovi potenziali beneficiari delle agevolazioni, con conseguenti oneri gestionali aggiuntivi e ingiustificati in capo ai cittadini, alle amministrazioni e ai soggetti interessati (INPS, Acquirente unico, quale gestore del SII, Autorità).

L'Autorità ha ritenuto utile informare che, nell'anno 2021, sono stati erogati bonus a favore di 2,5 milioni di famiglie beneficiarie nel settore elettrico e 1,5 milioni di famiglie nel settore del gas.

Riguardo all'art. 5, recante disposizioni per la realizzazione di nuova capacità di rigassificazione, l'Autorità ha considerato opportuno rappresentare che la norma in esame può essere efficacemente implementata in un quadro di regolazione organico e coerente con le finalità perseguite dalla legge di contemperare le esigenze di sicurezza e di diversificazione degli approvvigionamenti con la contestuale limitazione del rischio in capo agli operatori che erogano il servizio e dell'onere gravante sugli utenti del servizio stesso.

Memoria in merito alla comunicazione della Commissione europea al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni "Sicurezza dell'approvvigionamento e prezzi dell'energia accessibili: opzioni per misure immediate e in vista del prossimo inverno" (atto 138, UE 2022)

Con la memoria 14 giugno 2022, 253/2022/I/com, l'Autorità ha illustrato alla Commissione Industria, commercio, turismo del Senato della Repubblica alcuni aspetti di rilievo della comunicazione europea sulla "Sicurezza

dell'approvvigionamento e prezzi dell'energia accessibili: opzioni per misure immediate e in vista del prossimo inverno" (COM(2022) 138 final), fornendo, altresì, alcuni elementi sull'evoluzione del dibattito in ambito europeo fra aprile e maggio 2022.

Riguardo al mercato al dettaglio, la Commissione europea ritiene che gli stati membri possano anche valutare l'estensione temporanea della regolazione di prezzo per tutte le famiglie e le microimprese, nonché l'adozione di un c.d. "modello di aggregatore". L'Autorità ha ricordato che la normativa vigente prevede il termine della tutela di prezzo dal 1° gennaio 2023 per il gas naturale e dal 10 gennaio 2024 per il settore elettrico. Come già segnalato, l'Autorità ha ritenuto opportuno allineare il termine del servizio di tutela gas a quello previsto per il servizio di maggior tutela elettrico; ciò anche in considerazione dell'attuale fase di crisi di prezzo del gas.

Riguardo al mercato dell'elettricità all'ingrosso, la Commissione europea ha illustrato nella sua comunicazione tre opzioni alternative: la prima riguarda un intervento di *cap* sul prezzo del combustibile fossile per i generatori di energia elettrica; la seconda, prefigurata dalla Commissione europea nella comunicazione in esame, prevede l'imposizione di un tetto massimo predefinito ai prezzi dell'elettricità dei mercati all'ingrosso; la terza un intervento che prevede l'introduzione, per un periodo temporaneo, di misure fiscali tese a catturare parte degli elevati ricavi dei generatori di elettricità che non dipendono dai combustibili fossili ("extra-profitti").

Riguardo al mercato del gas all'ingrosso, per quanto riguarda le opzioni a disposizione degli stati membri per il contenimento del prezzo per lo scambio di gas naturale, la Commissione ha valutato, in primo luogo, la definizione, in via temporanea, di un massimale al prezzo al quale il gas può essere scambiato tra gli operatori di tutti gli stati membri o, in alternativa, la definizione di limiti entro i quali il prezzo del gas può evolvere nel tempo. La stessa Commissione ha segnalato che, per essere efficace nei confronti dei fornitori extra-UE, tale opzione dovrebbe essere attuata contestualmente in tutti gli stati membri.

Riguardo alla sicurezza degli approvvigionamenti, la Commissione europea ha inteso rafforzarla attraverso una apposita proposta legislativa che introduce degli obblighi per stato membro, al fine di garantire un adeguato livello di riempimento degli stoccaggi sin dalla prossima stagione invernale e per gli anni successivi. L'Autorità ha segnalato al riguardo che, dopo avere già attuato misure d'urgenza per incentivare il riempimento degli stoccaggi in vista dei consumi del prossimo inverno, in attuazione del decreto legge 1° marzo 2022, n. 17, convertito in legge 27 aprile 2022, n. 34 (delibera 8 aprile 2022, 165/2022/R/gas), la medesima ha approvato ulteriori strumenti per promuovere il raggiungimento dell'obiettivo di riempimento di almeno il 90% delle scorte nazionali.

Con la delibera 27 aprile 2022, 189/2022/R/gas, l'Autorità ha approvato lo strumento c.d. "contratto a due vie", in alternativa al c.d. "premio di giacenza", quale strumento per garantire maggiori coperture per gli operatori sul rischio di forti oscillazioni dei prezzi – legate alla crisi russo-ucraina – tra i valori attuali e quelli del periodo invernale di consumo. L'Autorità ha, altresì, approvato ulteriori misure per favorire l'uso della capacità di rigassificazione disponibile presso i terminali nazionali, alla luce dell'attuale contesto di mercato caratterizzato da tensioni e da volatilità dei prezzi. Le misure introdotte si sono mostrate efficaci nel favorire il riempimento degli stoccaggi, anche se, nell'ultimo periodo, si è registrato qualche rallentamento probabilmente legato agli elevati importi in gioco e al relativo rischio connesso agli elevati prezzi e alla possibilità di interventi regolatori a livello europeo che possano incidere sui prezzi del mercato.

Riguardo ai prezzi dell'energia in Italia e all'andamento atteso, in accordo con i principali analisti internazionali, la Commissione europea ha individuato nell'aumento della domanda mondiale di energia connesso alla ripresa post pandemica da Covid-19 e nello squilibrio tra domanda e offerta che si è creato nel mercato globale del gas naturale le principali cause del rialzo improvviso dei prezzi energetici in Europa nel 2021, poi acuitosi nei primi mesi del 2022 a seguito del conflitto russo-ucraino. La forte volatilità dei prezzi che contraddistingue questo periodo ha reso particolarmente difficile fornire elementi previsivi certi.

Riguardo all'impatto dei prezzi all'ingrosso sui prezzi al dettaglio in Italia e negli altri paesi europei, le ripercussioni dei prezzi all'ingrosso sui prezzi di vendita dell'energia nei singoli paesi sono legate, oltre che alle differenze nei mix energetici nazionali, al quadro regolatorio dei servizi di tutela e alla struttura dei prezzi al dettaglio. Gli impatti finali sui consumatori domestici dipendono, infatti, dai contratti ai clienti finali in vigore e dai quadri normativi, comprese le misure di salvaguardia a tutela, in particolare, dei consumatori vulnerabili e in condizioni di povertà energetica. Il forte rialzo dei prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale all'ingrosso ha, ovviamente, determinato un aumento della quota percentuale rappresentata dalla componente energia sul prezzo finale.

Riguardo alla formazione dei prezzi finali del gas naturale, l'eccezionale situazione del sistema gas europeo degli ultimi mesi ha indotto il Governo a dotare l'Autorità di uno strumento per valutare in maniera più completa le dinamiche di formazione dei prezzi sul mercato italiano del gas naturale, attribuendole una funzione di monitoraggio dei contratti di approvvigionamento per l'importazione del gas naturale (cfr. art. 7, commi 5 e 6, del decreto legge n. 21/2022).

Dall'analisi emerge che per tutto il 2021 il costo medio dei contratti è stato di poco superiore alla componente C_{MEM} , anche dopo l'accelerazione dei prezzi all'ingrosso avvenuta dall'estate fino al termine dell'anno. Il rapporto si inverte nel primo trimestre del 2022, quando la componente C_{MEM} sale sopra il costo medio dei contratti con un differenziale medio di circa 10 euro/MWh. Questo differenziale torna a comprimersi nel secondo trimestre 2022. Riferendosi ai prossimi mesi, si registra una crescita della componente C_{MEM} , a causa dei prezzi *forward* registrati nel mese di maggio, a fronte di una sostanziale stabilità del costo medio dei contratti, che dovrebbe invece incorporare già in parte la discesa – seppure contenuta – dei prezzi attesa per i mesi estivi e la componente con indicizzazione al Brent, di cui è atteso un incremento del peso relativo. Se queste dinamiche fossero confermate, il costo medio di importazione al PSV tornerebbe nuovamente sotto la C_{MEM} , per un ammontare prossimo ai 20 euro/MWh.

Infine, con riferimento alla rispondenza tra le informazioni rese disponibili dagli operatori ai sensi del decreto legge n. 21/2022 e i dati pubblicamente disponibili, si è osservato che i valori mensili delle statistiche Istat riflessi nelle statistiche Eurostat e costruiti sulla base anche delle dichiarazioni doganali non sono direttamente comparabili con i costi medi risultanti dai contratti.

Memoria nell'ambito dell'esame delle risoluzioni sulle iniziative urgenti per il contrasto dell'emergenza idrica (7-00848 On. Daga, 7-00858 On. Federico, 7-00861 On. Foti, 7-00853 On. Pellicani e 7-00865 On. Spena)

Con la memoria 19 luglio 2022, 348/2022/l/idr, l'Autorità ha fornito il proprio contributo alle Commissioni riunite Ambiente e agricoltura della Camera dei deputati, nell'ambito dell'esame delle risoluzioni sulle iniziative urgenti

per contrastare l'emergenza idrica (7-00848 On. Daga, 7-00858 On. Federico, 7-00861 On. Foti, 7-00853 On. Pellicani e 7-00865 On. Spena), soffermandosi, nei limiti delle proprie competenze istituzionali, con particolare riguardo al servizio idrico integrato, sui seguenti aspetti:

- a) regolazione della qualità tecnica nel servizio idrico integrato;
- b) investimenti e *governance*;
- c) ulteriori misure di sostegno agli investimenti nel settore idrico;
- d) misure per favorire l'uso efficiente della risorsa idrica.

In particolare, l'Autorità ha evidenziato che:

- riguardo alla regolazione della qualità tecnica nel servizio idrico integrato, per gli usi diversi dal civile (irriguo e manifatturiero), è auspicabile l'adozione di meccanismi incentivanti per la promozione dell'efficienza e per il miglioramento della qualità analoghi a quelli già adottati, estendendone gli effetti sperimentati nel settore acquedottistico negli ultimi anni.

Gli sforzi effettuati nel settore acquedottistico contribuiscono a mitigare il fabbisogno complessivo della risorsa e suggeriscono lo sviluppo di analoghi approcci negli altri settori di impiego. L'Autorità ha ritenuto, infatti, che i settori di impiego diversi dal civile potrebbero trarre benefici dell'applicazione di regole – proprio sul modello di quelle sviluppate per il servizio di acquedotto – tese a incentivare i miglioramenti delle *performance*, con l'individuazione di specifici obiettivi di contenimento degli sprechi in relazione all'uso della risorsa idrica, e la conseguente individuazione degli interventi necessari al relativo perseguimento, anche attraverso investimenti diretti a promuovere, con specifico riguardo al settore agricolo, l'impiego di moderne e più avanzate tecnologie;

- riguardo agli investimenti e alla *governance*, non è più rinviabile – in specifici contesti – una riforma della *governance* che consenta di superare le criticità rinvenibili nelle realtà che ancora rilevano ritardi nell'affidamento del servizio, favorendo l'attuazione su tutto il territorio nazionale delle regole disposte dalla stessa Autorità per assicurare adeguati livelli di prestazioni, con particolare riferimento al contenimento delle perdite idriche.

L'Autorità ha auspicato, dunque, che si giunga rapidamente alla configurazione di situazioni gestionali dotate delle necessarie capacità organizzative e realizzative e propone di valutare l'opportunità di introdurre semplificazioni nelle procedure di affidamento e di declinare soluzioni ulteriori rispetto al modello del commissariamento;

- riguardo alle ulteriori misure di sostegno agli investimenti nel settore idrico, ha evidenziato, da un lato, l'impegno ad assicurare un efficace utilizzo delle risorse pubbliche disponibili unitamente alla necessità di favorire la massima semplificazione e, dall'altro, le potenzialità del Fondo di garanzia delle opere idriche, quale strumento sinergico e complementare ai finanziamenti stanziati nell'ambito del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR).

L'Autorità ha auspicato l'adozione di ulteriori iniziative finalizzate alla semplificazione delle procedure necessarie all'attuazione degli interventi previsti e finanziati dalla Missione M2C4 "Investimenti in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell'approvvigionamento idrico" e di quelli previsti dal Piano nazionale di interventi nel settore idrico, evidenziando il proprio impegno ad assicurare un efficace utilizzo delle risorse pubbliche disponibili e a promuovere l'individuazione di opere di rilevanza strategica sul territorio nazionale per una maggiore resilienza agli eventi estremi, connessi al cambiamento climatico in atto;

- riguardo alle misure per favorire l'uso efficiente della risorsa idrica, promuovendo la valorizzazione delle potenzialità del riuso della risorsa idrica, per esempio attraverso il ricorso al riutilizzo delle acque reflue, l'Autorità ha espresso la propria condivisione. A tale fine l'Autorità considera prioritaria l'attuazione del regolamento

(UE) 741/2020, recante "Prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua", secondo i principi generali del "full cost recovery" e del "chi inquina paga", per una corretta allocazione dei costi di gestione degli impianti destinati al riutilizzo garantita dal regolatore nazionale, in tal modo superando le criticità connesse al decreto del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare (ora Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica) 12 giugno 2003, n. 185, che demandava alle regioni la pianificazione delle attività di recupero delle acque reflue ai fini del riutilizzo.

Memoria in merito al disegno di legge di conversione in legge del decreto legge 18 novembre 2022, n. 176, recante "Misure urgenti di sostegno nel settore energetico e di finanza pubblica" (A.S. 345)

Con la memoria 29 novembre 2022, 648/2022/I/com, l'Autorità ha espresso alla Commissione Programmazione economica, bilancio del Senato della Repubblica le proprie considerazioni su alcune disposizioni del decreto legge n. 176/2022, attualmente convertito in legge 13 gennaio 2023, n. 6, inerenti alle materie di propria competenza e, in particolare, su:

- 1) art. 5, che al comma 1 posticipa di un anno (al 10 gennaio 2024) la fine del mercato tutelato del gas, in considerazione della rimozione conclusiva al 10 gennaio 2024 dei servizi di tutela gas e di maggior tutela nel settore dell'energia elettrica. In proposito l'Autorità ha evidenziato l'opportunità di uniformare esplicitamente a questa scadenza anche la data di efficacia delle condizioni di fornitura a favore dei clienti vulnerabili che il decreto legge 9 agosto 2022, n. 115, convertito con modificazioni dalla legge 21 settembre 2022, n. 142, fa decorrere proprio dal termine di rimozione del servizio di tutela (art. 2, comma 2-bis);
- 2) art. 5, comma 2, che reca modifiche di carattere temporale all'art. 5-bis ("Disposizioni per accelerare lo stoccaggio di gas naturale") del decreto legge 17 maggio 2022, n. 50, convertito, con modificazioni, dalla legge 15 luglio 2022, n. 91 (c.d. "DL Aiuti"), posticipando dal 31 dicembre 2022 al 31 marzo 2023 il termine finale per la vendita del gas naturale acquistato dal GSE nell'ambito dell'erogazione del servizio di riempimento di ultima istanza e dal 20 dicembre 2022 al 15 aprile 2023 il termine per la restituzione, da parte dello stesso GSE, delle risorse trasferite per il servizio di riempimento di ultima istanza.

L'Autorità ha espresso la propria approvazione in merito alla proroga dei termini disposta dal legislatore per la vendita di gas naturale da parte del GSE, atteso che dovrà avvenire, prevalentemente, nel corso del primo trimestre del 2023, quando si registreranno le temperature più rigide con conseguenti maggiori richieste di gas da parte delle famiglie per soddisfare le esigenze di riscaldamento. Tale differimento deriva dall'allungamento del predetto termine per la cessione da parte del GSE del gas attualmente stoccato.

Inoltre, l'Autorità si è dichiarata favorevole al posticipo del termine per la restituzione della somma a tal fine stanziata dal bilancio dello Stato, allo scopo di garantire la sicurezza energetica di cittadini e imprese; in assenza della medesima, si sarebbe, verosimilmente, resa necessaria un'anticipazione finanziaria a carico dei consumatori delle somme occorrenti, da restituire poi a chiusura della stagione invernale.

Pareri e proposte al Governo

Parere alla Regione Umbria in merito al disegno di legge relativo alla definizione dei canoni da applicare ai concessionari di grandi derivazioni idroelettriche

Con la delibera 31 maggio 2022, 238/2022/I/eel, l'Autorità ha espresso il proprio parere favorevole in merito al disegno di legge trasmesso dalla Regione Umbria relativo alla definizione dei canoni da applicare ai concessionari di grandi derivazioni idroelettriche, con l'indicazione, tuttavia, che, in merito alle modalità di determinazione della componente variabile del canone dovuto dai concessionari per l'utilizzo delle derivazioni a fine idroelettrico, la legge regionale preveda il vincolo esplicito, per la Giunta regionale, a conformarsi alle linee guida dell'Autorità di regolazione di settore.

Parere al Ministro della transizione ecologica per l'aggiornamento dell'ambito della rete elettrica di trasmissione nazionale

Con la delibera 21 giugno 2022, 265/2022/I/eel, l'Autorità ha espresso il proprio parere favorevole al Ministero della transizione ecologica in merito all'inclusione nell'ambito della rete della trasmissione nazionale della *merchant line* 4 a 150 kV Cagno (IT)-Mendrisio (CH), in accordo con quanto disposto dal decreto del Ministro delle attività produttive del 21 ottobre 2005.

Parere al Ministro delle infrastrutture e della mobilità sostenibili sullo schema di decreto ministeriale di attuazione della riforma 4.1 del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR), avente a oggetto "Semplificazione normativa e rafforzamento della governance per la realizzazione degli investimenti nelle infrastrutture di approvvigionamento idrico"

Con la delibera 21 giugno 2022, 273/2022/I/idr, l'Autorità, ai sensi dell'art. 1, comma 516-*bis*, della legge 27 dicembre 2017, n. 205, ha espresso il proprio parere favorevole, con osservazioni, relativamente allo schema di decreto trasmesso dal Ministero delle infrastrutture e delle mobilità sostenibili. In particolare, ha segnalato che:

- 1) è necessario aggiornare, nelle premesse del citato schema di decreto, i riferimenti ai provvedimenti di competenza dell'Autorità, al fine di tenere in considerazione i più recenti sviluppi in materia di regolazione tariffaria e della qualità tecnica del servizio idrico integrato, provvedendo, pertanto, a:
 - sostituire le parole "VISTA la deliberazione ARERA 917/2017/R/Idr del 27 dicembre 2017 recante la 'Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono (RQTI)', che regola la qualità tecnica del servizio idrico integrato" con le seguenti: "VISTA la deliberazione ARERA 917/2017/R/idr del 27 dicembre 2017, come successivamente integrata dalle deliberazioni 609/2021/R/idr del 21 dicembre 2021 e 639/2021/R/idr del 30 dicembre 2021, recante 'Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono (RQTI)', che regola la qualità tecnica del servizio idrico integrato";

- sostituire le parole “VISTA la deliberazione ARERA 306/2021/idr del 13 luglio 2021 recante l’Avvio di procedimento per la definizione delle regole e delle procedure per l’aggiornamento biennale (2022-2023) delle predisposizioni tariffarie del servizio idrico integrato”, con le seguenti: “VISTA la deliberazione ARERA 639/2021/R/idr del 30 dicembre 2021 recante i ‘Criteri per l’aggiornamento biennale (2022-2023) delle predisposizioni tariffarie del servizio idrico integrato”;
- 2) con riferimento agli interventi proposti dai soggetti regolati dall’Autorità, è opportuno tenere in considerazione, tra gli elementi da acquisire ai fini dell’aggiornamento del Piano, nonché tra le valutazioni da effettuare per la definizione dell’ordine di priorità delle proposte ricevute, specifici requisiti soggettivi in ordine, in particolare:
- alla conformità del titolo del soggetto gestore a svolgere il servizio nel rispetto della normativa vigente;
 - all’ottemperanza agli obblighi previsti per l’adozione e per l’approvazione, ai sensi della regolazione *pro tempore* vigente, dello specifico schema regolatorio composto dal Programma degli interventi, incluso il Piano delle opere strategiche, dal Piano economico-finanziario e dalla Convenzione di gestione;
 - all’assenza di situazioni di crisi d’impresa che possano compromettere la prosecuzione dell’attività per cui il soggetto attuatore richiede il finanziamento.

Parere in merito allo schema di decreto del Ministro della transizione ecologica che definisce le modalità per favorire l’ingresso consapevole dei clienti finali nel mercato libero dell’energia elettrica e del gas naturale

Con la delibera 28 giugno 2022, 291/2022/l/eel, l’Autorità ha espresso il proprio parere favorevole sullo schema di decreto finalizzato a individuare le modalità per favorire l’ingresso consapevole dei clienti finali nel mercato libero dell’energia elettrica e del gas sulla base delle tempistiche di cui all’art. 1, commi 59 e 60, della medesima legge e ha suggerito di modificare lo schema di decreto al fine di:

- 1) prevedere all’art. 2, con riferimento alle iniziative informative, di:
 - modificare la formulazione del comma 1, prevedendo che il Ministero della transizione ecologica in collaborazione con il Ministero dello sviluppo economico e con l’Autorità promuova iniziative di comunicazione differenziate in funzione dei gruppi di clienti interessati dalla rimozione dei servizi di tutela secondo le diverse tempistiche previste dalla normativa di riferimento;
 - inserire al comma 2 un passaggio in cui si indichi anche l’esigenza di non ingenerare confusione informativa tra i diversi gruppi di clienti interessati dal superamento dei regimi di tutela di prezzo sulla base delle tempistiche previste dalla normativa di riferimento;
 - modificare il comma 4 prevedendo che il Ministero della transizione ecologica e l’Autorità “possono avvalersi del supporto della società Acquirente unico” per le iniziative di cui al presente articolo;
- 2) prevedere, al medesimo art. 2, con riferimento agli obblighi di reportistica a carico dell’Autorità, di:
 - riformulare il comma 5 indicando che l’Autorità si avvale “anche” dell’Acquirente unico ai fini del monitoraggio ivi previsto e sostituire l’attuale previsione secondo cui Acquirente unico fornisce il proprio supporto mediante l’analisi e l’elaborazione delle informazioni provenienti dal SII con la previsione che intesta invece ad Acquirente unico il compito di fornire all’Autorità, per le analisi a tal fine necessarie, le informazioni provenienti dal SII;

- con riferimento al medesimo comma di cui sopra, sostituire le parole “entro il 1° luglio 2023 e successivamente ogni sei mesi, fino al 31 dicembre 2024”, con le parole “entro il 30 luglio 2023 e successivamente ogni sei mesi, fino al 31 gennaio 2025”;
- 3) prevedere all’art. 3, in merito alla disciplina del servizio a tutela graduale, di:
- eliminare al comma 1, lettera a), l’indicazione “caratterizzate da un equilibrato livello di rischio connesso alla morosità dei clienti” per la definizione delle aree territoriali;
 - eliminare, al comma 1, lettera b), l’indicazione del periodo di quattro anni quale durata massima di erogazione del servizio;
 - eliminare la previsione di specifici obblighi di rendicontazione periodica a carico degli esercenti sulle condizioni economiche della fornitura e sull’andamento del servizio di cui al comma 1, lettera d);
 - eliminare al comma 3 la previsione di un ulteriore rapporto annuale sull’evoluzione dell’ingresso sul mercato dei clienti serviti nel servizio a tutele graduale.

Parere in merito alla valutazione dello schema di piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2021

Con la delibera 19 luglio 2022, 335/2022/l/eel, l’Autorità ha trasmesso al Ministro della transizione ecologica gli esiti della valutazione effettuata sullo schema di Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2021 e ha espresso parere favorevole all’intervento per il quale erano stati previsti approfondimenti nel parere della stessa Autorità 22 dicembre 2020, 574/2020/l/eel, sull’intervento di sviluppo HVDC Sicilia-Continente, parte del progetto codice 723-P.

Inoltre, l’Autorità ha:

- 1) espresso parere contrario ai seguenti interventi e ha richiesto che:
 - a) l’intervento di sviluppo relativo al secondo polo nell’ambito dell’interconnessione Italia-Montenegro, codice 401-P, sia posto “in valutazione”, ossia senza attività realizzative nell’orizzonte di Piano decennale;
 - b) il progetto di interconnessione HVDC tra Italia e Slovenia, parte dell’intervento codice 200-I, sia posto “in valutazione”;
 - c) il progetto 354-N di interconnessione Isola del Giglio sia posto “in valutazione”;
 - d) il progetto 630-N di interconnessione Isola di Favignana sia posto “in valutazione”;
- 2) rilasciato il nulla osta allo schema di Piano 2021 predisposto dal Ministro della transizione ecologica, a esclusione dei progetti indicati al punto precedente e a ulteriore condizione che:
 - a) per l’intervento Sa.Co.I. 3 Sardegna-Corsica-Italia continentale, codice 301-P, vengano adeguatamente valorizzati, a riduzione degli oneri per il sistema elettrico nazionale, il contributo da parte francese, come prefigurato da Terna, nonché gli eventuali contributi europei che paiono auspicabili in relazione alle esternalità positive dell’intervento in materia di sicurezza di approvvigionamento per i sistemi elettrici insulari di Corsica e Sardegna e di innovazione per il sistema europeo;
 - b) la realizzazione dell’intervento di interconnessione Italia-Tunisia, codice 601- I, sia condizionata a un significativo finanziamento da parte della Commissione europea o di altri sistemi nazionali, da quantificarsi, come specificato nella richiesta di Terna di allocazione transfrontaliera dei costi, in almeno il 50% dei costi di investimento;
 - c) il progetto di nuovo HVDC Italia-Grecia (GRITA2), codice 554-N, sia oggetto di ulteriori approfondimenti e venga valutato in sede di parere sullo schema di Piano di sviluppo 2023;

- 3) confermato la raccomandazione a Terna, ai sensi dell'art. 43, comma 6, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, di analizzare separatamente, nei futuri schemi di Piani di sviluppo, l'intervento relativo al secondo polo dell'interconnessione Italia-Montenegro, per conformità alle caratteristiche del progetto codice 28 del TYN-DP 2020, e di non includere tale intervento nelle "reti base" ai fini delle analisi costi-benefici;
- 4) confermato parte integrale e prioritaria del Piano di sviluppo i seguenti progetti di promotori diversi da Terna:
 - a) PCI codice 2.14 interconnessione fra Thusis/Sils (CH) e Verderio Inferiore (IT), attualmente denominata "Greenconnector";
 - b) interconnessione Somplago (IT)-Wurmlach (AT);
 - c) interconnessione AC 110 kV Redipuglia (IT)-Vrtojba (SI);
 - d) interconnessione AC 110-132 kV Dekani (SI)-Zaule (IT);
- 5) raccomandato elevata priorità agli interventi di sviluppo Sa.Co.I. 3, HVDC Centro Sud-Centro Nord e HVDC Sicilia-Sardegna;
- 6) confermato l'opportunità di richiedere a Terna, ai sensi dell'art. 36, comma 14-bis, del decreto legislativo n. 93/2011, di includere nei futuri schemi di Piano di sviluppo una scheda di intervento relativa alla seconda interconnessione Italia-Malta, qualora – come attualmente indicato da ENTSO-E – essa venga inclusa nei prossimi TYNDP europei.

Parere al Ministro della transizione ecologica sulle proposte di modifica alla disciplina del mercato elettrico e alla disciplina del mercato del gas naturale, predisposte dal GME

Con la delibera 19 luglio 2022, 341/2022/II/com, l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministro della transizione ecologica sulla proposta di modifica del Testo integrato della disciplina del mercato elettrico (TIDME) e della Disciplina del mercato del gas naturale, predisposte dal GME.

Rilascio dell'intesa al Ministero dell'economia e delle finanze per l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2021 della CSEA a copertura dei relativi costi di funzionamento per l'esercizio 2022

Con la delibera 27 luglio 2022, 358/2022/I, l'Autorità ha rilasciato al Ministero dell'economia e delle finanze parere favorevole in ordine all'approvazione del bilancio di esercizio 2021 di CSEA e ha autorizzato la medesima a effettuare, per l'esercizio 2022, un prelievo di natura commissionale di cui all'art. 7, comma 2, del Regolamento di amministrazione e contabilità, nella misura pari allo 0,329 per mille del valore complessivo degli importi riscossi ed erogati risultanti dal rendiconto finanziario di cui al bilancio 2021.

Parere al Ministero della transizione ecologica sullo schema di Piano triennale della ricerca di sistema 2022-2024

Con la delibera 27 luglio 2022, 359/2022/Rds, l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministero della transizione ecologica in merito al Piano triennale della ricerca di sistema 2022-2024.

Parere in relazione allo schema di decreto interministeriale per la definizione delle modalità per l'implementazione dei sistemi di incentivazione per impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili che presentino caratteristiche di innovazione o costi di generazione elevati

Con la delibera 2 agosto 2022, 387/2022/I/efr, l'Autorità, ai sensi degli artt. 6 e 7 del decreto legislativo n. 199/2021, ha espresso parere favorevole, nei termini di cui all'allegato A alla presente delibera, in merito allo schema di decreto del Ministro della transizione ecologica, di concerto con il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali, recante "Definizione delle modalità per l'implementazione dei sistemi di incentivazione per impianti alimentati da fonti rinnovabili che presentino caratteristiche di innovazione o costi di generazione elevati" (c.d. "FER 2").

Parere al Ministero della transizione ecologica sulla proposta di decreto ministeriale di cui all'art. 1, comma 752, della legge 30 dicembre 2020, n. 178, che definisce le modalità di utilizzo del "Fondo per la promozione dell'uso consapevole della risorsa idrica" per l'annualità 2022

Con la delibera 2 agosto 2022, 402/2022/I/idr, l'Autorità ha espresso, ai sensi dell'art. 1, comma 752, della legge n. 178/2020, parere favorevole sullo schema di decreto trasmesso dal Ministero della transizione ecologica, con le seguenti osservazioni:

- evidenziare che le attività necessarie per "garantire l'attuazione del principio di risparmio dell'acqua attraverso la promozione della misurazione individuale dei consumi", come previsto dalla normativa primaria di riferimento, sono complesse e implicano un livello importante di collaborazione tra i diversi soggetti coinvolti. Dette attività vanno calibrate in ragione delle caratteristiche impiantistiche di ciascun edificio, richiedendo di veicolare agli utenti messaggi diversificati, in ragione dell'effettiva possibilità di installazione dei misuratori legali (in caso di singolarizzazione) ovvero di adozione delle dovute procedure per i misuratori divisionali;
- segnalare l'opportunità di avviare celermente la campagna rivolta agli *stakeholder* del servizio idrico integrato, istituendo un gruppo di lavoro presso il Ministero della transizione ecologica, con il coinvolgimento dell'Autorità e degli altri soggetti istituzionali interessati, nonché dei soggetti individuati all'art. 3, comma 2 del decreto ministeriale 27 settembre 2021, allo scopo di supportare la campagna informativa istituzionale, anche con ulteriori iniziative di comunicazione tali da accrescerne la diffusione sul territorio nazionale.

Parere al Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili sullo schema di modifica del decreto ministeriale 16 dicembre 2021, n. 517, recante "Investimenti in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell'approvvigionamento idrico dell'Investimento 4.1, missione 2, componente C4 del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR)"

Con la delibera 2 agosto 2022, 403/2022/I/idr, l'Autorità, ai sensi dell'art. 1, comma 516, della legge n. 205/2017 (come modificato dal decreto legge 10 settembre 2021, n. 121, convertito in legge 9 novembre 2021, n. 156), ha espresso parere favorevole sullo schema di decreto di modifica del decreto ministeriale 16 dicembre 2021, n. 517.

Parere sullo schema di decreto legislativo recante riordino della disciplina dei servizi pubblici locali di rilevanza economica, ai sensi dell'art. 8 della legge 5 agosto 2022, n. 118

Con la delibera 29 novembre 2022, 647/2022/I/com, l'Autorità ha espresso parere favorevole sullo schema di decreto legislativo (ora decreto legislativo 23 dicembre 2022, n. 201) recante il riordino della disciplina dei servizi pubblici locali di rilevanza economica, segnalando, in particolare:

- la necessità di superare rapidamente, nel settore dei rifiuti, modelli di *governance* che preservano la frammentazione gestionale e limitano l'azione di controllo da parte dei soggetti pubblici e, quindi, di aggiungere, dopo il comma 5, il seguente: "5-*bis* – Al fine di accelerare la razionalizzazione degli assetti istituzionali locali del settore dei rifiuti, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente: a) entro il 30 settembre 2023 e, negli anni successivi, entro il 31 marzo e il 30 settembre di ogni anno, presenta alle Camere una relazione sul rispetto delle prescrizioni stabilite dalla disciplina di settore per la definizione del perimetro degli ambiti territoriali e per la costituzione degli enti di governo dell'ambito; b) in esito alle attività di cui alla precedente lett. a), segnala eventuali inadempienze al Presidente del Consiglio dei Ministri ai fini dell'esercizio dei relativi poteri sostitutivi, nei casi già previsti dalla normativa vigente.";
- la necessità di un coordinamento con quanto previsto al comma 1 dell'art. 26 relativamente alla salvaguardia delle competenze delle autorità di regolazione ai fini della definizione delle tariffe e, quindi, di apportare le seguenti modifiche:
 - a) al comma 2 dell'art. 26, sostituire le parole "Per la determinazione della tariffa si osservano i seguenti criteri" con le seguenti: "Ove non prevista una autorità di regolazione settoriale, per la determinazione della tariffa si osservano i seguenti criteri";
 - b) al comma 4 dell'art. 26, sostituire le parole: "gli enti affidanti, nel rispetto delle discipline di settore, fissano le modalità di aggiornamento delle tariffe" con le seguenti: "gli enti affidanti, ove non prevista un'autorità di regolazione settoriale, fissano le modalità di aggiornamento delle tariffe";
- l'esigenza di aggiungere, al fine di consolidare il carattere industriale degli operatori e i profili infrastrutturali del settore idrico, all'art. 33, dopo il comma 1, il seguente nuovo comma: "1-*bis* – L'articolo 21, comma 5, non si applica al settore idrico, al fine di consolidarne i profili infrastrutturali e di rafforzare il carattere industriale degli operatori".

Parere al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, ai sensi dell'art. 2, comma 4, del decreto ministeriale 21 ottobre 2022, in merito alla proposta di regolamento per il contenimento dei consumi elettrici formulata da Terna e disposizioni di competenza dell'Autorità in materia

Con la delibera 16 dicembre 2022, 691/2022/I/eel, l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, ai sensi dell'art. 2, comma 4, del decreto ministeriale 21 ottobre 2022, in merito alla Proposta di regolamento di Terna per il contenimento dei consumi elettrici che, benché complessivamente aderente al dettato normativo, tuttavia, dovrà attenersi alle seguenti indicazioni:

- la proposta di regolamento di Terna dovrà essere coordinata con le modalità di implementazione dell'art. 4 del regolamento (UE) 1854/2022, anche al fine di consentire che il servizio di riduzione dei consumi sia erogato anche da altri clienti finali (non solo quelli che erogano il servizio di interrompibilità), eventualmente in forma aggregata;

- la proposta di regolamento di Terna dovrà essere modificata in alcune parti, al fine di: i) puntualizzare che la partecipazione in forma consortile dei clienti finali alla procedura concorsuale rileva per finalità amministrative e commerciali e non anche per la prestazione del servizio di riduzione dei consumi né per la relativa verifica, come già attualmente avviene nel caso del servizio di interrompibilità; ii) precisare il significato e i criteri di determinazione dei dati di potenza che rilevano ai fini delle verifiche dell'attivazione del servizio, come riportati nelle formule contenute nella Proposta di regolamento;
- il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nell'approvare la Proposta di regolamento, preveda che Terna trasmetta tempestivamente all'Autorità e al medesimo Ministero gli esiti delle procedure concorsuali e i relativi costi;
- come consentito dall'art. 3, comma 3, del decreto ministeriale 21 ottobre 2022, i costi derivanti dalla procedura concorsuale ai fini dell'approvvigionamento a termine di risorse che si rendono disponibili a ridurre i prelievi di energia elettrica siano prioritariamente coperti tramite eventuali fonti di finanziamento a valere sulla fiscalità generale e che, solo in subordine e in via residuale, siano coperti tramite il corrispettivo di cui all'art. 44 dell'allegato A alla delibera 9 giugno 2006, 111/06 (c.d. *uplift*).

Rapporti con altre istituzioni ed enti

Autorità garante della concorrenza e del mercato

Nel 2022 è proseguita la collaborazione tra questa Autorità e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM), 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, contemplando, tra l'altro, iniziative congiunte in materia di *enforcement*, vigilanza e controllo dei mercati. Nell'ambito di tale Protocollo si sono realizzati scambi reciproci di documenti, dati e informazioni, nonché di pareri utili allo svolgimento delle rispettive funzioni. Le due Autorità hanno condiviso periodicamente informazioni sulle linee generali di intervento, sui reciproci procedimenti avviati e sui relativi esiti e hanno collaborato su iniziative, procedurali e non, a tutela dei consumatori.

Inoltre, come è noto, 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 rafforzati dal Protocollo di intesa integrativo in materia di tutela del consumatore del 2014, che prevede, in particolare, la segnalazione reciproca, nell'ambito di 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. Nell'ambito del menzionato Protocollo, l'ARERA e l'AGCM hanno continuato a cooperare proficuamente anche attraverso il Gruppo di lavoro permanente, composto da membri designati da ciascuna delle due Autorità, che ha monitorato costantemente l'attuazione del Protocollo al fine, tra l'altro, di evitare sovrapposizioni tra gli interventi di ciascuna istituzione e di segnalare alle Autorità fattispecie meritevoli di particolare attenzione e istruzione per il migliore coordinamento dei reciproci interventi istituzionali.

La cooperazione e l'intervento complementare delle due istituzioni si è realizzato in maniera consistente anche mediante il rilascio di numerosi pareri, da parte di questa Autorità 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. Il Codice del consumo prevede, infatti, che nei settori regolati l'AGCM eserciti i propri poteri sanzionatori acquisito il parere dell'Autorità di regolazione competente. Nel periodo considerato, per quanto attiene al settore dell'energia, l'ARERA ha rilasciato pareri riguardo alle condotte contestate a 13 operatori in materia di mancato rispetto della trasparenza delle offerte di mercato libero e del divieto di prevedere penali per il recesso, di attivazioni non richieste, nonché in tema di responsabilità del venditore in merito alla formazione del personale incaricato. Per il settore idrico, i pareri emessi hanno interessato condotte adottate da 7 gestori in violazione della disciplina relativa alla prescrizione biennale. Con tali pareri l'ARERA ha evidenziato all'AGCM i profili di contrarietà alla regolazione delle condotte contestate e valutato la conformità degli impegni presentati dagli operatori rispetto alle disposizioni regolatorie a tutela dei clienti e degli utenti finali. Le considerazioni espresse in tali pareri, unitamente agli esiti delle istruttorie procedurali, hanno consentito ad AGCM di accertare pratiche commerciali scorrette e di imporre l'adozione di impegni conformi alla regolazione di settore.

Nell'ambito della summenzionata collaborazione, si segnala altresì la campagna di comunicazione "Difenditi Così", organizzata congiuntamente dalle due Autorità nel giugno 2022, per fornire ai consumatori consigli e informazioni per difendersi dall'insistenza o dalla scorrettezza di alcuni *call center* e contenere le azioni aggressive dei venditori. L'iniziativa è nata in seguito all'aumento dei reclami con cui i consumatori hanno lamentato l'eccessiva pressione dei *call center* incaricati delle attività di *teleselling* che cercano di sfruttare l'incertezza del momento e il crescente impatto del costo dell'energia sulle economie familiari. Per maggiori informazioni sulla campagna si veda il Capitolo 12 del presente Volume.

Inoltre, per la rilevanza strategica dell'iniziativa, pare opportuno ricordare che le due Autorità, a valle di un confronto sulla delicata situazione del mercato dell'energia dipendente dallo stato di incertezza generale legata alle tensioni internazionali, hanno predisposto una nota congiunta, pubblicata con il comunicato del 13 ottobre 2022, con cui hanno fornito elementi utili per l'individuazione dell'ambito di applicazione dell'art. 3 del DL n. 115/2022, c.d. Aiuti *bis*, rappresentando la regolazione di riferimento e gli strumenti disponibili per consentire a consumatori e imprese una corretta interpretazione dei reciproci comportamenti, al fine di garantire la tutela dei clienti e l'equilibrio del sistema energetico nazionale.

Governo

Presidenza del Consiglio

Al fine di approfondire le tematiche inerenti ai servizi pubblici locali in relazione agli obiettivi previsti dal PNRR, è stato costituito un apposito Gruppo di lavoro presso la Presidenza del Consiglio dei ministri cui è stata chiamata a partecipare anche l'Autorità. Le attività del Gruppo di lavoro – concentrate tra i mesi di maggio e settembre 2022 – sono state volte a fornire un contributo per la definizione delle linee di riordino in materia di servizi pubblici locali, poi adottate con il decreto legislativo 23 dicembre 2022, n. 201, previa intesa in sede di Conferenza unificata, sentita, per i profili di competenza, l'Autorità (che si è espressa con il parere 29 novembre 2022, 647/2022/I/com, di cui si veda al precedente paragrafo del presente Capitolo) e acquisito il parere delle Commissioni parlamentari competenti per materia. Per approfondimenti sulle attività del Gruppo di lavoro si veda il Capitolo 6 del presente Volume.

Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica

Nel corso del 2022, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (già Ministero della transizione ecologica), in attuazione del decreto ministeriale del 27 settembre 2021, ha promosso il *tour* "Ho rispetto per l'acqua" che ha toccato dodici città italiane nei mesi di maggio e giugno 2022, prevedendo in ciascuna di esse un *workshop* per addetti ai lavori e un gazebo informativo per gli utenti, nonché realizzando un *webinar* finale di approfondimento e conclusione della campagna nel mese di luglio.

L'Autorità ha contribuito alla definizione dei contenuti del *tour* ed è stata presente in tutte le date previste, con approfondimenti sui temi specifici relativi alle proprie attività di regolazione, con particolare riferimento alle norme e agli incentivi in materia di misura di utenza, anche nei casi in cui sia organizzata in condominio, e alle opportunità della tariffazione *pro capite*.

- **Fondo per la promozione dell'uso consapevole della risorsa idrica**

In vista dell'entrata in vigore, nel mese di giugno 2023, del regolamento (UE) 741/2020 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 maggio 2020, recante prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica ha avviato nel maggio 2022 un Gruppo di lavoro interistituzionale dedicato.

L'obiettivo del tavolo è quello di redigere la bozza di un nuovo decreto ministeriale, destinato ad abrogare il precedente decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 12 giugno 2003, n. 185, inserendo le previsioni del detto regolamento europeo in un contesto che disciplini anche gli usi diversi dall'irriguo (caratteristica del decreto ministeriale attualmente vigente).

Ai lavori del tavolo, presieduto dal Ministero dell'ambiente, hanno partecipato il Ministero dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, il CREA (Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria), l'Istituto superiore di sanità, l'ISPRA (Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale), le Regioni e l'Autorità.

Nel mese di ottobre 2022 è stata pubblicata la proposta della Commissione europea per la revisione della direttiva sulle acque reflue (direttiva 91/271/CEE), che prevede importanti modifiche all'impianto precedente.

Presso il MASE sono dunque stati avviati i lavori finalizzati alla formazione di una posizione nazionale da portare in sede di Consiglio europeo. Nel Gruppo di lavoro è stata coinvolta anche l'Autorità, che ha fornito le proprie valutazioni, supportate da analisi dei dati raccolti nell'ambito dei procedimenti sulla qualità tecnica (per le consistenze e le caratteristiche degli impianti esistenti) e dei procedimenti tariffari (relativamente alle quantificazioni economiche, con particolare riferimento alle esigenze di investimento).

Per approfondimenti sui suddetti tavoli di lavoro, si veda il Capitolo 6 del presente Volume.

Il decreto legislativo 3 settembre 2020, n. 116 ha previsto la predisposizione e l'approvazione, da parte del Ministero della transizione ecologica, del Programma nazionale per la gestione dei rifiuti (PNGR), in conformità alle previsioni di cui alla direttiva 2018/851/UE, precisando che il suddetto Programma determina i macro-obiettivi,

i criteri e le linee strategiche cui le regioni e le province autonome devono attenersi nella elaborazione dei Piani regionali di gestione dei rifiuti.

Successivamente, il Piano nazionale di ripresa e resilienza ha individuato, tra le tre riforme settoriali relative all'“Economia circolare e agricoltura sostenibile”, la definizione del PNGR, rafforzandone la sua centralità per il settore dei rifiuti e fissandone il termine per l'adozione al 30 giugno 2022.

Ai fini della redazione del previsto Programma, il MASE ha istituito a novembre 2020 un apposito Tavolo tecnico istituzionale, ai cui lavori sono stati chiamati a partecipare l'Autorità, ISPRA, regioni e province autonome, ANCI e l'allora Ministero dello sviluppo economico, prevedendo incontri periodicamente convocati per analizzare e discutere di specifici aspetti. Nel corso di tali interlocuzioni, è emersa l'esigenza di integrare la prima proposta di PNGR – pubblicata a marzo 2022 nell'ambito della procedura di valutazione ambientale strategica (VAS) – con la descrizione della tassonomia ARERA degli impianti di trattamento dei rifiuti urbani introdotta con l'approvazione del Metodo tariffario rifiuti per il secondo periodo regolatorio 2022-2025 (MTR-2) (di cui alla delibera 3 agosto 2021, 363/2021/R/rif), nonché dei relativi adempimenti richiesti alle regioni. Per maggiori dettagli si veda il Capitolo 8 del presente Volume.

Ministero degli affari esteri e della cooperazione internazionale

Si segnala – come facente capo alla Direzione legale dell'Autorità – un'attività di collaborazione con il Ministero degli affari esteri e della cooperazione internazionale ai sensi dell'art. 267 TFUE: al riguardo, si ricorda che, qualora un Giudice di uno degli stati membri UE sollevi, tramite rinvio pregiudiziale alla Corte di giustizia dell'Unione europea, una questione interpretativa su una norma comunitaria e qualora tale norma attenga a profili di competenza dell'Autorità, ARERA, mediante parere motivato, rappresenta al Ministero la sussistenza o meno di un interesse diretto dello Stato italiano a intervenire nel relativo giudizio. Nel corso del 2022 sono stati resi 15 pareri.

Ministero della salute

Nel dicembre 2020 è stata emanata la direttiva 2020/2184/UE del Parlamento europeo e del Consiglio concernente la qualità dell'acqua destinata al consumo umano, che rifonda la precedente direttiva 98/83/CE (c.d. direttiva acque potabili). Nel luglio 2022 la Direzione generale della prevenzione sanitaria del Ministero della salute ha istituito un Gruppo di lavoro per la definizione, il recepimento e l'attuazione della direttiva 2020/2184/UE, richiedendo la partecipazione dell'Autorità oltre a quella del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, del Ministero dello sviluppo economico, dell'Istituto superiore di sanità, del Coordinamento interregionale prevenzione e della federazione Utilitalia. Per maggiori approfondimenti si rimanda al Capitolo 6 del presente Volume.

Guardia di Finanza

L'Autorità si avvale della collaborazione della Guardia di Finanza per le proprie attività di ispezione e di controllo, sulla base di un Protocollo di intesa siglato tra le due istituzioni nel 2001 e rinnovato nel 2005. Le attività svolte in sinergia si sono progressivamente ampliate nel tempo e hanno interessato nuovi ambiti di indagine nei settori regolati dall'Autorità. Il Nucleo speciale beni e servizi, alle dipendenze dei Reparti speciali della Guardia di Finanza, svolge, tra gli altri, compiti di vigilanza espressamente dedicati ai settori di competenza dell'Autorità. Viste le specifiche competenze del Corpo e le potenziali implicazioni in termini fiscali e/o di utilizzo di fondi pubblici, il

supporto della Guardia di Finanza risulta importante per l'Autorità. Il personale della Guardia di Finanza collabora con gli Uffici dell'Autorità nelle attività di ispezione con sopralluogo e nelle crescenti attività di controllo documentale avviate a tutela degli interessi dei consumatori. Per una descrizione dettagliata delle attività svolte in collaborazione con la Guardia di Finanza nel 2022, si rimanda al Capitolo 11 di questo Volume.

Arma dei Carabinieri

Nel 2022 è stato siglato il Protocollo di intesa relativo ai rapporti di collaborazione tra l'Autorità e l'Arma dei Carabinieri. Si tratta di un accordo di collaborazione atto ad ampliare le attività di vigilanza e controllo nei settori regolati dall'Autorità le cui aree di collaborazione riguardano sia l'effettuazione di controlli e di ispezioni presso i soggetti regolati, sia l'organizzazione di iniziative didattiche, formative e divulgative per favorire la condivisione di esperienze e lo scambio di *best practice* tra le due istituzioni. Operativamente, il Protocollo prevede che l'Autorità possa richiedere il supporto dell'Arma che, tramite i competenti reparti, assicura l'assistenza al personale dell'Autorità nell'esecuzione delle citate attività.

Accountability, trasparenza e anticorruzione

Accountability

L'attività di rendicontazione è stata svolta anche nel 2022 nelle modalità tradizionali della *Relazione Annuale* e del Rapporto annuale alla Commissione europea e all'ACER, nonché attraverso altri rapporti previsti per legge. Nel sistema di *accountability* dell'Autorità ha continuato, inoltre, a svolgere un ruolo fondamentale lo strumento della consultazione pubblica, con il fine di assicurare il pieno coinvolgimento dei soggetti interessati già nella fase di ideazione dei provvedimenti regolatori a carattere generale (per una trattazione di dettaglio delle consultazioni del 2022 si rimanda al Capitolo 12 del presente Volume).

Oltre ad assicurare la produzione di tutti gli strumenti tradizionali, da sempre l'Autorità dedica particolare attenzione anche a forme di *accountability* più innovative. Tra queste, vi è l'Osservatorio permanente della regolazione per energia reti e ambiente (già Osservatorio permanente della regolazione energetica, idrica e del teleriscaldamento), istituito con delibera 15 marzo 2015, n. 83/2015/A, che rappresenta una modalità permanente di ascolto e di rendicontazione dell'operato dell'Autorità verso le associazioni nazionali rappresentative dei portatori di interessi. L'Osservatorio vede l'attività di Gruppi di lavoro temporanei o permanenti, articolati per temi o per singoli settori, e incontri del Forum plenario dell'Osservatorio che riunisce le associazioni rappresentative della domanda domestica, della domanda non domestica, della domanda industriale, dell'offerta, nonché l'Associazione nazionale dei comuni italiani (ANCI), l'Associazione degli enti di ambito (ANEA) e la rappresentanza in Italia della Commissione europea.

Nel mese di aprile 2022 si è tenuto il 7° Forum plenario, nell'ambito del quale sono stati discussi temi quali: la valutazione delle misure regolatorie adottate dall'Autorità per la mitigazione degli effetti dell'emergenza Covid sul settore rifiuti nel 2020 e nel 2021; la valutazione delle misure regolatorie adottate dall'Autorità a tutela dei clienti finali per mitigare l'impatto della crisi dei prezzi energetici e la comunicazione sulle funzioni svolte dall'Osserva-

torio inerenti all'interazione fra l'Osservatorio stesso e le attività di ricerca previste nel Piano triennale della ricerca di sistema elettrico 2019-2021 (art. 3, comma 6, del decreto MISE 9 agosto 2019).

Il decreto del Ministero dello sviluppo economico 9 agosto 2019 ha infatti aggiunto ai compiti dell'Osservatorio della regolazione di ARERA anche quello di strumento per un'innovativa interazione avente a oggetto le attività di ricerca previste nel Piano triennale della ricerca di sistema elettrico 2019-2021. Nel 6° incontro del Forum plenario, tenutosi nel maggio 2020, sono state discusse le modalità di interazione fra l'Osservatorio stesso e le attività di ricerca di sistema (RdS). In osservanza a tale mandato, nel febbraio 2022 si è tenuta la presentazione a tutti i Gruppi di lavoro dei primi risultati della RdS nel triennio 2019-2021 sul tema del teleriscaldamento. Il relativo materiale è stato messo a disposizione sul sito ARERA.

Il Gruppo di lavoro gas dell'Osservatorio ha tenuto sei incontri nel corso del 2022, affrontando, in incontri molto partecipati, una serie di tematiche trasversali ai vari settori, anche in ragione delle crescenti tensioni sui mercati e delle conseguenti esigenze di tutela dei consumatori e delle imprese (prescrizione breve per i clienti finali e morosità, bonus sociali, riforma delle voci della bolletta, oneri generali nel gas, dinamiche dei mercati internazionali del mercato dell'energia).

Focus group e tavoli tecnici, seminari e webinar

Negli ultimi anni crescente impegno da parte dell'Autorità è stato dedicato all'interazione con gli *stakeholder* e alla promozione di iniziative volte a rafforzare le modalità di raccolta di contributi propositivi in fase di definizione dei nuovi provvedimenti, nonché all'illustrazione delle modalità applicative dei nuovi provvedimenti emanati, allo scopo di favorirne così il corretto adempimento. Sempre con questo obiettivo è stata curata la pubblicazione di chiarimenti, manuali, schede tecniche, ecc.

Sono stati quindi organizzati specifici *focus group* e tavoli tecnici, per raccogliere elementi utili e approfondire aspetti tecnici, oltre che seminari e *webinar* informativi e di divulgazione della nuova regolazione.

Relativamente alle iniziative assunte nel 2022, si vedano in questo senso, tra l'altro: i seminari per il settore idrico sui temi della transizione ecologica (16 marzo 2022) e sulle modalità attuative del bonus (13 aprile 2022); il seminario (25 maggio 2022) di illustrazione dei profili generali e degli aspetti applicativi della disciplina di trattazione dei reclami tra operatori/produttori contro un gestore di rete (ai sensi della delibera 188/2012/E/com); un seminario (11 ottobre 2022) rivolto in particolare a operatori e utenti delle reti elettriche e gas per l'approfondimento del documento per la consultazione 14 luglio 2022, 317/2022/R/com, recante i criteri di determinazione del costo storico riconosciuto secondo l'approccio ROSS-base – Orientamenti (applicazione dell'approccio ROSS) –; un seminario (4 novembre 2022) rivolto ad associazioni, istituzioni e operatori dei settori maggiormente interessati dall'elettrificazione dei consumi finali e dallo sviluppo delle reti elettriche, per l'approfondimento del documento per la consultazione 30 settembre 2022, 449/2022/R/eel, recante "Iniziativa regolatorie a supporto della progressiva decarbonizzazione dei consumi e per l'attuazione delle disposizioni contenute nel decreto legislativo 210/2021 e nel decreto legislativo 199/2021 in tema di mobilità elettrica"; un convegno (15 giugno 2022) rivolto a enti di governo dell'ambito, gestori, consumatori e altri *stakeholder*, per l'illustrazione dei risultati della qualità dei servizi idrici.

Incontri formali del collegio

Come garanzia di trasparenza e *accountability*, l'Autorità fornisce tempestiva segnalazione sul sito internet riguardo agli incontri formali del Collegio, richiesti occasionalmente dagli *stakeholder*, per fornire all'Autorità elementi utili per l'esercizio della funzione istituzionale indipendente di regolazione.

Nel 2022 tali incontri formali sono stati 35, prevalentemente svolti con associazioni, singole imprese e istituzioni dei settori energetico e ambientale. La maggior parte degli incontri ha riguardato le problematiche legate alle tensioni sui mercati energetici derivanti dalle criticità del quadro geopolitico che hanno caratterizzato l'intero anno. In particolare, si sono svolti sedici incontri con imprese del settore energia e sette con le associazioni del settore energetico, oltre a un incontro con il GSE e uno con ENEA, mentre per il settore ambientale gli incontri si sono svolti principalmente con il mondo associativo (nove incontri con le associazioni e un incontro con un'azienda di settore).

Trasparenza

La trasparenza, oltre al suo rilievo fondamentale nell'ambito delle politiche di *accountability*, ricopre un ruolo centrale anche nella strategia anticorruzione. Gli obiettivi di trasparenza e i relativi obblighi di pubblicazione vengono individuati, in aderenza a quanto disposto dal decreto legislativo 14 marzo 2013, n. 33 e dalla complessiva normativa di riferimento, nell'ambito del Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza (PTPCT).

L'assolvimento di tali obblighi coinvolge tutte le strutture dell'Autorità, con intensità specifiche che variano a seconda delle differenti tipologie e dei differenti volumi di dati e informazioni dalle stesse detenute. Al fine di garantire una corretta e completa attuazione degli obblighi di trasparenza vengono svolte periodiche e sistematiche attività di monitoraggio e controllo, di primo (dirigenti responsabili) e secondo livello (Responsabile prevenzione corruzione e trasparenza).

È stato inoltre garantito l'adempimento degli obblighi inerenti all'esercizio del diritto di accesso, alla registrazione delle diverse tipologie di istanze pervenute e alla relativa loro trattazione, nel rispetto dei termini di legge. Si è registrato, peraltro, un considerevole aumento delle istanze, come evidenziato dal relativo Registro degli accessi.

Anticorruzione

Con delibera 25 gennaio 2022, 21/2022/A, il Collegio dell'Autorità ha approvato il Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza 2022-2024. L'adozione del Piano ha fatto seguito alla preventiva definizione, da parte del medesimo Collegio, di obiettivi strategici sia in chiave anticorruzione sia in chiave trasparenza, nonché all'espletamento di una procedura di consultazione pubblica (DCO 595/2021/A).

Nel gennaio 2022, il Responsabile della prevenzione della corruzione e della trasparenza (RPCT) ha redatto, ai sensi della legge n. 190/2012 e secondo il *format* predisposto da Anac, la Relazione annuale per la verifica e il monitoraggio circa l'attuazione delle misure di prevenzione e contrasto della corruzione.

Le attività di prevenzione della corruzione, nel periodo interessato, sono state prevalentemente orientate alla predisposizione e attuazione di misure generali, così come riportate nel Piano stesso.

Nel corso del 2022, in coerenza con quanto programmato nel PTPCT 2022-2024, si è proceduto al consolidamento della nuova metodologia di gestione del rischio introdotta nel 2021 e all'attuazione del connesso sistema di controllo e monitoraggio. Alla rilevazione, in sede di *self-assessment*, dello stato di implementazione e attuazione delle varie misure anticorruptive, sono seguite attività di verifica, approfondimento e confronto tra RPCT e singole strutture organizzative, con la finalità – secondo la logica propria del ciclo di gestione del rischio – di migliorare, ove necessario, l'adeguatezza delle misure stesse e del complessivo sistema di prevenzione. A tali fini è stato svolto il riesame della mappatura dei processi, registrando i nuovi processi e le modifiche o integrazioni di quelli già mappati. Il riesame, in costante collaborazione con i dirigenti responsabili, ha riguardato, altresì, la valutazione e il trattamento dei rischi propri di ogni processo e ha considerato gli esiti del monitoraggio sullo stato di attuazione e sulla sostenibilità delle misure poste a loro presidio.

Nel novembre 2022 è stato nuovamente avviato l'*iter* per l'aggiornamento del PTPCT, per il triennio 2023-2025.

Quadro strategico 2022-2025 e rendicontazione del Quadro strategico 2019-2021

Quadro strategico 2022-2025

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.

In applicazione di tale previsione, nel gennaio 2022 è stato pubblicato il Quadro strategico 2022-2025 con la delibera 13 gennaio 2022, 02/2022/A. Come riportato nella *Relazione Annuale 2022*, il Quadro strategico 2022-2025 si snoda su un orizzonte temporale quadriennale e la struttura e i contenuti del documento si articolano, come il precedente Quadro strategico, in obiettivi strategici che inquadrano – sia per gli ambiti trasversali a tutti i settori regolati, sia per quelli specifici relativi all'Area Ambiente e all'Area Energia – la strategia complessiva di intervento nello scenario attuale e di medio termine e in linee di intervento che descrivono le principali misure e azioni che l'Autorità intende condurre per la realizzazione di ciascun obiettivo strategico. In sintesi, le coordinate di riferimento dell'attuale Quadro strategico sono rappresentate dalla revisione del Piano nazionale integrato per l'energia e il clima 2030 (PNIEC), dall'avvio dei progetti e delle riforme previsti dal Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR), nonché dal quadro normativo definito sulla base delle proposte della Commissione UE relative al Pacchetto "Fit for 55" e dalla progressiva attuazione sia del *Green Deal* a livello europeo sia della normativa interna di recepimento del c.d. "Pacchetto sull'economia circolare". La visione strategica dell'attuale consiliatura è 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 dovranno essere sostenibili sotto il profilo ambientale e allineati ai principi dell'economia circolare e contribuire alla competitività del sistema nazionale. Per maggiori dettagli sugli obiettivi strategici che l'Autorità si prefigge di raggiungere nell'arco dei quattro anni di durata del Quadro strategico 2022-2025, si rimanda alla *Relazione Annuale 2022*.

Rendicontazione del Quadro strategico 2019-2021

Sempre in applicazione della citata previsione di cui all'art. 8, comma 4, del vigente Regolamento di organizzazione e funzionamento, l'Autorità, con delibera 18 giugno 2019, 242/2019/A, ha adottato il Quadro strategico 2019-2021, articolato anch'esso in obiettivi strategici e in linee di intervento, e che prevede di procedere, con cadenza annuale, alla rendicontazione e all'eventuale revisione del Quadro strategico.

In linea con gli impegni assunti dall'Autorità in materia di *accountability* e trasparenza contenuti nel Quadro strategico per il triennio 2019-2021, con delibera 203/2022/A l'Autorità ha approvato la rendicontazione delle attività, svolte nel periodo 1° gennaio-31 dicembre 2021, del Quadro strategico dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente per il triennio 2019-2021. Il documento, allegato A alla succitata delibera 203/2022/A, riporta la rendicontazione delle attività svolte dal 1° gennaio al 31 dicembre 2021 in relazione ai 23 obiettivi strategici, declinandoli puntualmente nelle relative linee di intervento, indicandone lo stato di avanzamento e le ragioni di eventuali scostamenti rispetto alle tempistiche originariamente previste. Le azioni riportate nel documento costituiscono i punti focali su cui si è ritenuto di dovere certamente intervenire in via prioritaria da un punto di vista regolatorio.

Inoltre, in continuità con la rendicontazione delle attività svolte nel periodo 2019-2020 di cui alla delibera 130/2021/A, si è ritenuto opportuno dare evidenza dell'impatto, sull'attuazione degli obiettivi del Quadro strategico per l'anno 2021, dell'emergenza sanitaria Covid-19 che, nel triennio considerato, non solo ha determinato criticità in relazione al rispetto del cronoprogramma previsto per alcuni obiettivi strategici, ma ha altresì richiesto che l'Autorità approntasse nuovi strumenti nelle modalità di attuazione degli obiettivi medesimi, parte dei quali sono stati adottati in continuità anche nel 2021.

Nell'anno 2021 l'Autorità, con il perdurare dell'emergenza epidemiologica da Covid-19, ha confermato alcune tra le misure già attuate nel 2020 al fine, da un lato, di mitigare la situazione di disagio e le eventuali criticità legate all'emergenza per clienti e utenti finali e, dall'altro, di salvaguardare l'equilibrio economico-finanziario degli operatori, garantendo continuità e sicurezza delle forniture.



CAPITOLO

3



**REGOLAZIONE
NEL SETTORE
DELL'ENERGIA
ELETTRICA**

SETTORIALE

Regolazione delle reti e del sistema elettrico

Servizio di dispacciamento

Servizi ancillari globali

L'evoluzione più significativa del 2022 in tema di dispacciamento ha riguardato la consultazione del Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE) (documento per la consultazione 13 dicembre 2022, 685/2022/R/eel). La consultazione contiene il testo completo dell'articolato che l'Autorità intende approvare e pertanto rappresenta l'ultima fase del processo di evoluzione della disciplina del dispacciamento, avviato con la delibera 30 luglio 2015, 393/2015/R/eel.

Il nuovo Testo integrato, che in prospettiva sostituirà l'attuale delibera 9 giugno 2006, 111/06, nelle parti relative al dispacciamento, ha sia l'obiettivo di garantire la compatibilità della disciplina del dispacciamento nazionale con i mercati integrati europei, sia quello di intercettare i cambiamenti strutturali in corso nella generazione elettrica, con una penetrazione crescente di fonti rinnovabili aleatorie, spesso diffuse e di piccola taglia, in luogo di grandi impianti concentrati in pochi nodi della rete.

Infatti, l'aumento delle fonti rinnovabili aleatorie nel portafoglio energetico della nazione non può prescindere da un mutamento sostanziale nella gestione della rete e nel dispacciamento delle risorse ad essa connesse. Le fluttuazioni delle fonti rinnovabili aleatorie devono essere infatti compensate da fluttuazioni uguali e contrarie di altre fonti, rinnovabili o non rinnovabili, ma comunque programmabili e non aleatorie. La compensazione delle fluttuazioni potrebbe avvenire anche tramite i carichi dei consumatori, attraverso opportune modulazioni o distacchi. Nel nuovo contesto cambia anche la funzione delle reti di distribuzione che diventano "attive", ossia in grado non solo di assorbire energia dalla rete di trasmissione, ma anche di erogare energia in direzione opposta rispetto a quella usuale (cosiddetta inversione di flusso, realtà già concreta in alcune aree del territorio nazionale caratterizzate da una significativa penetrazione della generazione distribuita); pertanto, in alcune configurazioni, tali reti potrebbero sperimentare fenomeni nuovi, quali variazioni repentine di tensione o sovraccarichi, che devono essere risolti localmente. In definitiva, se le fonti rinnovabili, distribuite e aleatorie, sostituiscono le fonti tradizionali, concentrate e programmabili, aumenta notevolmente l'esigenza di regolazione (in senso tecnico) della rete, sia in termini quantitativi (serve maggiore energia regolante e quindi tutti devono/possono contribuire) che in termini qualitativi (assume carattere distribuito anche la regolazione della rete).

Il quadro regolatorio delineato dalla delibera 111/06 non è adatto a intercettare i cambiamenti in essere, perché costruito avendo come riferimento un sistema basato su risorse programmabili concentrate, le cosiddette unità di produzione (UP) o unità di consumo (UC) abilitate.

Per superare tali limitazioni, con la delibera 5 maggio 2017, 300/2017/R/eel, sono state avviate sperimentazioni per il tramite di "progetti pilota" che, tra l'altro, hanno consentito l'abilitazione anche a risorse distribuite su base aggregata (le cosiddette UVAM). Il TIDE intende completare il percorso di innovazione, proponendo un modello di dispacciamento di merito economico in cui tutte le risorse della rete (almeno in linea di principio) possono

assumere un duplice ruolo: quello "principale" di produrre o consumare energia (a seconda dei casi) e quello "ancillare" di prestare servizi, che consistono nella disponibilità a modificare o spostare temporalmente la produzione e i consumi rispetto a un dato riferimento, su richiesta del TSO o del DSO.

Con il TIDE la regolazione sperimentale iniziata nel 2017 viene portata a regime:

- favorendo una competizione a pari livello sul mercato dei servizi fra tutte le unità, sia di produzione che di consumo, in base al principio della neutralità tecnologica;
- eliminando i limiti di potenza minimi richiesti per la partecipazione al mercato per il servizio di dispacciamento: storicamente i servizi ancillari erano erogati soltanto da impianti programmabili con potenza di almeno 10 MVA, soglia identificata da Terna agli albori del mercato; con i progetti pilota la soglia minima per gli aggregati (che possono includere unità di consumo, unità di produzione e accumuli) è stata posta a 1 MW; con il TIDE, anche poche centinaia di Watt possono contribuire alla regolazione della rete, purché soddisfino i requisiti richiesti per l'abilitazione all'erogazione dei servizi;
- dando facoltà di prestare servizi a livello aggregato, favorendo la partecipazione anche di piccole unità, che diversamente sarebbero escluse.

Coerentemente con l'assetto delineato, il TIDE istituzionalizza l'esistenza di due soggetti potenzialmente (ma non necessariamente) distinti che svolgono in modo autonomo le due attività: il BRP (*Balance Responsible Party*), responsabile della programmazione di produzione/consumo, e il BSP (*Balancing Service Provider*), responsabile della parte "ancillare" relativa ai servizi. Inoltre, in coerenza con la direttiva 2019/944/UE, occorre garantire che l'utente possa scegliere il proprio BSP indipendentemente dal BRP e che l'azione del primo non ostacoli l'operatività del secondo. La delibera 111/06 non contiene nessuna separazione in tal senso in quanto all'utente del dispacciamento competono entrambi i ruoli.

Rispetto invece alla disciplina dell'UE dei mercati europei, il TIDE, come richiamato sopra, incorpora tale normativa, anche se di fatto già attuata.

Per esempio, il TIDE introduce la terminologia europea dei servizi ancillari funzionali all'attività di bilanciamento, distinguendoli dal ridispacciamento funzionale alla modifica del primo dispacciamento derivante dai mercati dell'energia per risolvere vincoli di tensione o congestioni o per approvvigionarsi di adeguati margini di riserva.

Inoltre, il TIDE razionalizza la regolazione vigente relativa a MGP e MI, raggruppando in un unico documento tutte le disposizioni che sono state adottate nel corso degli ultimi anni in coerenza con le metodologie approvate a livello europeo.

In proposito giova ricordare che il modello italiano di mercato è stato storicamente caratterizzato da una rigida sequenzialità tra mercati che si susseguivano dal giorno prima fino al tempo reale e in cui ogni esito rappresentava un nuovo programma delle unità, modificato rispetto all'esito del mercato precedente. Con l'avvio in Italia della sessione continua del mercato infragiornaliero (XBID), il 21 settembre 2021, tale sequenzialità è stata interrotta e da allora le sessioni di mercato infragiornaliere si svolgono in parallelo al Mercato per il servizio di dispacciamento. Per mantenere comunque un legame tra le transazioni di mercato e i programmi delle unità, è stata introdotta la Piattaforma di nomina per il mercato infragiornaliero continuo per consentire di indicare i

programmi delle proprie unità, con un incentivo (ma non un obbligo) a mantenere i programmi coerenti con la posizione commerciale assunta sui mercati.

Il TIDE completa questa evoluzione, dando alla Piattaforma di nomina una funzione più generale di programmazione, consentendo l'indicazione di programmi fisici (almeno per le unità programmabili e per le unità abilitate a erogare servizi ancillari nodali) non necessariamente legati agli esiti delle negoziazioni che risentono delle semplificazioni dei mercati e, pertanto, più aderenti alle effettive caratteristiche delle unità. Viene comunque garantito un legame tra le complessive transazioni di mercato zonali e i programmi delle unità tramite l'attribuzione, alle unità non programmabili e alle unità di consumo che non erogano servizi ancillari, di programmi pari alle posizioni commerciali non già allocate.

Infine, nel TIDE sono definiti i criteri con cui devono essere predisposti i modelli di rete e gli algoritmi che determinano la soluzione ottima di dispacciamento. L'economicità del dispacciamento, infatti, dipende fortemente dai modelli di rete utilizzati da Terna. Gli indirizzi contenuti nel TIDE comporteranno un rilevante sforzo di revisione e riscrittura dei modelli di rete e degli algoritmi attualmente utilizzati da parte di Terna. In linea con la trasparenza adottata in altri paesi dell'UE, Terna sarà tenuta a pubblicare non solo le specifiche funzionali per l'algoritmo di soluzione e i modelli di rete e di ottimizzazione utilizzati, ma anche, pochi minuti prima del termine di chiusura di presentazione delle offerte su MSD e su MB, lo stato di funzionamento puntuale, ossia la disponibilità di linee e impianti e il fabbisogno stimato dei servizi ancillari.

Fino all'entrata in vigore del TIDE, i progetti pilota proseguiranno secondo le modalità e le tempistiche previste per ciascuno di essi, ferma restando la possibilità di prevedere aggiornamenti. In particolare, il regolamento del progetto UVAM è oggetto di aggiornamento nei primi mesi del 2023, come disposto dalla delibera 20 dicembre 2022, 702/2022/R/eel, al fine di implementare alcune migliorie.

Auto-dispacciamento

Con il documento per la consultazione 2 agosto 2022, 392/2022/R/eel, l'Autorità ha espresso i propri orientamenti per la sperimentazione di un sistema di auto-dispacciamento (o auto-bilanciamento) a livello locale, come previsto dall'art. 14, comma 10, lettera e) e dall'art. 23, comma 3, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210. Vengono, in particolare, riportati gli orientamenti in merito alle condizioni e alle modalità di accesso alla sperimentazione, alla relativa dimensione geografica e alle modalità di verifica dei risultati ottenuti. Il documento per la consultazione evidenzia i limiti dell'auto-dispacciamento, specialmente se operato in forma estesa e semplificata, ossia l'aumento potenziale di vincoli di rete da risolvere per il TSO, poiché esso non è determinato in ottica sistemica, ma solo in ottica locale-limitata, cioè limitatamente alle risorse nella disponibilità del medesimo utente del dispacciamento. Al fine di evitare tale criticità, si propone di limitarne il perimetro al singolo nodo della rete rilevante: per esempio, l'auto-dispacciamento sperimentale può essere effettuato su rete di distribuzione (per esempio, ma non necessariamente, nell'ambito di una comunità energetica) o nell'ambito di un Sistema di distribuzione chiuso (SDC). Inoltre, l'eventuale azione di auto-dispacciamento deve essere configurata in modo tale da essere istantanea, per evitare l'insorgere di criticità che richiedono nuovamente l'intervento di Terna per essere risolte. Pertanto, si ritiene necessario che l'azione di auto-dispacciamento sia verificata per il tramite dei dati di misura disponibili più prossimi all'istante, cioè dei dati di misura quattorari. Infine, per quanto riguarda l'applicazione dei corrispettivi di dispacciamento ai soggetti che operano l'auto-dispacciamento, il documento sottolinea

come questi possano essere ridotti in relazione ai soli costi evitati di sistema. Poiché, in generale, i corrispettivi di dispacciamento raccolgono il gettito necessario alla copertura di costi del tutto indipendenti dalle eventuali scelte di auto-dispacciamento, il costo evitato potrebbe essere rappresentato solamente da una quota del corrispettivo *uplift* in quanto l'impegno dell'utente ad auto-bilanciarsi, purché reso noto *ex ante* a Terna, potrebbe parzialmente ridurre l'esigenza di Terna di approvvigionarsi di margini di riserva. Comunque, anche la presenza di tale eventuale costo evitato e la sua corretta quantificazione sarà oggetto di verifica durante la sperimentazione.

Scambio dati tra *Transmission System Operator, Distribution System Operator* e *Significant Grid User*

La delibera 5 dicembre 2018, 628/2018/R/eel, aveva avviato un procedimento finalizzato all'implementazione della regolazione dello scambio dati tra Terna (*Transmission System Operator* – TSO), le imprese distributrici (*Distribution System Operator* – DSO) e i *Significant Grid User* (SGU, utenti considerati significativi ai fini della sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale) ai fini dell'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale, in ottemperanza a quanto previsto in materia dal regolamento (UE) 2017/1485 che stabilisce orientamenti in materia di gestione del sistema di trasmissione (regolamento SO GL – *System Operation Guideline*) e tenendo conto dell'esperienza maturata nell'ambito della sperimentazione avviata con la delibera 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel.

Nell'ambito del medesimo procedimento avviato con la delibera 628/2018/R/eel, nel 2021, con la delibera 30 novembre 2021, 540/2021/R/eel, è stato regolato lo scambio dati tra Terna, imprese distributrici e SGU. La delibera 540/2021/R/eel, tra l'altro e con riferimento agli impianti di produzione afferenti al cosiddetto "perimetro standard" (impianti di produzione connessi alle reti di media tensione aventi una potenza almeno pari a 1 MW), ha previsto l'installazione del Controllore centrale di impianto (CCI) e ha stabilito che:

- nel caso di "impianti di produzione nuovi" (impianti di produzione che entrano in esercizio dal 1° dicembre 2022), i produttori installino i CCI entro la data di entrata in esercizio dei medesimi impianti di produzione;
- nel caso di "impianti di produzione esistenti", si avvii un percorso di adeguamento, da completare entro il 31 gennaio 2024, con l'installazione dei CCI. Per tali impianti di produzione è stato previsto un contributo forfetario da riconoscere ai produttori, avente valore decrescente in funzione delle tempistiche di adeguamento.

Negli ultimi mesi del 2022, alcune associazioni di produttori di energia elettrica hanno segnalato criticità in merito all'ottemperanza, sia nel caso degli "impianti di produzione nuovi" sia nel caso degli "impianti di produzione esistenti", alle disposizioni previste dalla delibera 540/2021/R/eel e, in particolare, alla disponibilità di CCI certificati ai sensi della norma CEI 0-16. Pertanto, l'Autorità, con la delibera 27 dicembre 2022, 730/2022/R/eel, ha modificato le tempistiche previste dalla delibera 540/2021/R/eel in materia di obbligo di installazione del CCI, prevedendo:

- di rinviare la data del 1° dicembre 2022 alla data del 1° aprile 2023 prevista per la definizione degli "impianti di produzione nuovi" e, conseguentemente, per la definizione degli "impianti di produzione esistenti";
- di posticipare la scadenza ultima per l'adeguamento degli "impianti di produzione esistenti" dalla data del 31 gennaio 2024 alla data del 31 maggio 2024;
- di adeguare, conseguentemente, gli intervalli temporali funzionali alla riduzione del contributo forfetario per l'adeguamento degli "impianti di produzione esistenti".

Evoluzione della disciplina del *settlement*

Con il documento per la consultazione 18 ottobre 2021, 435/2021/R/eel, confermando gli orientamenti iniziali riportati nel documento per la consultazione 6 ottobre 2020, 361/2020/R/eel, l'Autorità ha finalizzato le proposte atte a modificare le modalità di messa a disposizione delle misure delle immissioni funzionali alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica disciplinate nel Testo integrato *settlement* (TIS).

In particolare, rispetto all'assetto previgente, fondato sulla trasmissione da parte delle imprese distributrici a Terna dei dati di misura aggregati delle immissioni afferenti ai punti di immissione corrispondenti ad un'unità di produzione 74/08 con potenza disponibile sul punto non superiore a 55 kW, le proposte poste in consultazione hanno prospettato, anche per tali punti di immissione, in analogia con quanto previsto per le altre unità di produzione, l'invio puntuale delle relative misure.

In coerenza con le suddette consultazioni, con la delibera 12 luglio 2022, 320/2022/R/eel, l'Autorità ha previsto, dal 1° gennaio 2023, l'invio delle misure puntuali dell'energia elettrica immessa anche per le unità di produzione 74/08 con potenza disponibile non superiore a 55 kW e, a supporto di tale innovazione, ha stabilito:

- la revisione di alcune tempistiche previste per l'invio dei dati di misura da parte delle imprese distributrici (non essendo più richiesta alcuna attività di aggregazione da parte delle medesime), sia nell'ambito del *settlement* mensile sia nell'ambito delle sessioni di conguaglio, fissando i nuovi termini in coerenza con quelli già applicati per l'invio dei dati di misura e delle relative rettifiche afferenti alle altre unità di produzione;
- le modalità transitorie di gestione delle sessioni di conguaglio SEM2 prevedendo per i periodi temporali antecedenti al 1° gennaio 2023 di mantenere l'invio in forma aggregata;
- che Terna definisca, per il periodo gennaio 2023-aprile 2023, sentito il GSE, una procedura di verifica dei dati trasmessi dai gestori di rete, con tempistiche tali da consentire l'eventuale loro rettifica entro i termini stabiliti dal TIS per la determinazione e liquidazione delle partite economiche nell'ambito della SEM2 2022, ciò al fine anche di garantire la coerenza tra i dati di misura resi disponibili dai gestori di rete al GSE per il riconoscimento degli incentivi e quelli resi disponibili a Terna per le attività del *settlement*.

Ulteriori novità in relazione alla disciplina del *settlement* sono state introdotte con la delibera 20 dicembre 2022, 698/2022/R/eel, preceduta dal documento per la consultazione 25 ottobre 2022, 533/2022/R/eel, con la quale l'Autorità ha riformato, riducendole, le tempistiche per il passaggio al trattamento orario dei punti di immissione e di prelievo dotati di un misuratore di seconda generazione (2G). Le precedenti disposizioni, introdotte con la delibera 19 ottobre 2017, 700/2017/R/eel, fissavano la decorrenza del passaggio dal trattamento per fascia al trattamento orario dal primo giorno del tredicesimo mese successivo a quello di messa a regime del misuratore e furono introdotte a valle della partenza del piano massivo di sostituzione dei misuratori 2G al fine di consentire agli utenti del dispacciamento di avere una congrua finestra temporale per l'osservazione dei consumi quartorari del cliente finale ai fini della loro programmazione.

Con la delibera 698/2022/R/eel, in particolare, si è stabilito che, nelle more di una revisione complessiva del *settlement*, il passaggio al trattamento orario per i punti di prelievo e di immissione puri dotati di un misuratore 2G decorra:

- dal primo giorno del mese $m+2$ qualora la messa a regime del misuratore avvenga entro il 15 del mese m ;
- dal primo giorno del mese $m+3$ qualora la messa a regime del misuratore avvenga dopo il 15 del mese m .

Al fine di minimizzare ulteriormente le naturali distorsioni legate all'attribuzione convenzionale dell'energia elettrica non oraria che potrebbero insorgere con la riduzione delle tempistiche per il passaggio al trattamento orario, la delibera inoltre modifica le frequenze di aggiornamento dei CRPP stabilendo che il predetto aggiornamento sia effettuato mensilmente anziché quadrimestralmente. In merito alle tempistiche di entrata in vigore delle nuove disposizioni, la delibera 698/2022/R/eel, per consentire agli operatori gli adeguamenti necessari ai loro attuali sistemi informativi, prevede che le disposizioni introdotte e le relative modifiche alla disciplina del *settlement* abbiano effetti a decorrere dalle attività finalizzate ad effettuare la profilazione oraria dei prelievi per il mese di settembre 2023.

In relazione al *settlement*, si è reso infine necessario un intervento straordinario in tema di conguaglio di *load profiling* dei punti di prelievo non trattati orari, per via dei significativi scostamenti rilevati da Terna nel primo quadrimestre 2022 tra i quantitativi di energia elettrica stimati attribuiti in acconto agli utenti del dispacciamento diversi da Acquirente unico rispetto ai prelievi effettivi determinati su base dei dati storici dei medesimi utenti. Con il documento per la consultazione 6 settembre 2022, 412/2022/R/eel, l'Autorità ha delineato la propria intenzione di effettuare una sessione straordinaria di conguaglio di *load profiling* per i primi sei mesi dell'anno 2022 al fine di anticipare i pagamenti degli utenti del dispacciamento verso Terna, inizialmente previsti nella sessione di conguaglio SEM2 del 2022 (nel corso dei mesi di luglio-agosto 2023), nell'ambito della SEM1 del 2022 (nel corso del mese di dicembre 2022). A tale scopo, nel documento per la consultazione 412/2022/R/eel sono individuati i termini e le modalità per l'invio da parte delle imprese distributrici dei dati di misura dei prelievi funzionali alle determinazioni delle partite fisiche di conguaglio da parte di Terna e i termini di liquidazione delle partite economiche risultanti.

Con la delibera 4 ottobre 2022, 473/2022/R/eel, l'Autorità ha confermato le misure straordinarie prospettate nel documento per la consultazione 412/2022/R/eel e, in aggiunta a quanto delineato nel citato documento per la consultazione, ha previsto, al fine di mitigare gli effetti di tale liquidazione straordinaria, la possibilità per gli utenti del dispacciamento coinvolti di richiedere a Terna la dilazione dei pagamenti di eventuali importi a loro carico.

Servizio di trasporto e distribuzione

Modifiche al Codice di rete

Nel 2022 sono state adottate varie delibere di approvazione di modifiche al Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di Terna. In particolare:

- la delibera 29 marzo 2022, 134/2022/R/eel, con cui: 1) sono state definite regole finalizzate a indurre gli utenti del dispacciamento al rispetto del vincolo di rampa delle unità di produzione abilitate di tipo termoelettrico, nell'ambito del percorso delineato dalla delibera 3 giugno 2020, 202/2020/R/eel; 2) sono state riviste le modalità di determinazione del fabbisogno di energia di bilanciamento per la Piattaforma RR sviluppata nell'ambito del progetto TERRE – *Trans European Replacement Reserves Exchange*; 3) sono stati modificati gli intervalli di fattibilità definitivi per le ore che non sono oggetto di ulteriori sottofasce dell'MSD *ex ante* nei casi di subentrate avarie o disservizi delle unità abilitate, nell'ambito del percorso delineato dalla delibera 25 maggio 2021, 218/2021/R/eel;

- la delibera 28 giugno 2022, 287/2022/R/eel, in materia di scambio dati per impianti di produzione di energia elettrica di potenza uguale o maggiore a 1 MW connessi o da connettere alle reti di media tensione. Esse sono, in parte, una diretta conseguenza di quanto previsto dalla delibera 540/2021/R/eel in tema di scambio dati tra Terna, imprese distributrici e *Significant Grid User*, e in parte funzionali a prevedere che vengano resi disponibili a Terna anche i dati in tempo reale relativi alla potenza attiva e reattiva scambiata dall'impianto al punto di connessione alla rete (precedentemente non previsti). Questi ultimi dati vengono già raccolti dal Controllore centrale di impianto.

Sistemi semplici di produzione e consumo

Nell'anno 2022 e nell'ambito dei Sistemi semplici di produzione e consumo (SSPC), come previsto dalla delibera 22 marzo 2022, 120/2022/R/eel, di avvio di procedimenti per l'implementazione delle disposizioni previste dai decreti legislativi n. 199/2021 e n. 210/2021 in materia di autoconsumo, il documento per la consultazione 2 agosto 2022, 390/2022/R/eel, ha riportato, tra l'altro, gli orientamenti dell'Autorità in relazione all'aggiornamento della definizione di SSPC, contenuta nella delibera 12 dicembre 2013, 578/2013/R/eel, e nel relativo Testo integrato sistemi semplici di produzione e consumo (TISSPC), per tenere conto di quanto previsto dall'art. 16 del decreto legislativo n. 210/2021. Successivamente, la delibera 15 novembre 2022, 573/2022/R/eel, ha aggiornato il TISSPC:

- introducendo la nuova definizione di SSPC di cui all'art. 16 del decreto legislativo n. 210/2021, come indicato nel documento per la consultazione 390/2022/R/eel;
- esplicitando, nella nuova definizione di SSPC, che i collegamenti elettrici delle unità di consumo e degli impianti di produzione dei SSPC possono insistere in aree per le quali uno o più dei soggetti che fanno parte del medesimo SSPC sono in possesso della piena disponibilità ovvero di un diritto di servitù ovvero di concessioni per l'occupazione del suolo pubblico, ivi incluse le concessioni rilasciate ai sensi del Codice della strada.

Sistemi di distribuzione chiusi

Nell'anno 2022 e nell'ambito degli Altri sistemi di distribuzione chiusi (ASDC), il Registro degli ASDC, istituito dal Testo integrato sistemi di distribuzione chiusi (TISDC, Allegato A alla delibera 12 novembre 2015, 539/2015/R/eel), è stato oggetto, con la delibera 12 luglio 2022, 322/2022/R/eel, di un aggiornamento, prevedendo l'iscrizione al Registro degli ASDC di 4 reti elettriche (1 rete elettrica aeroportuale e 3 reti elettriche commerciali/industriali). Tale aggiornamento del Registro degli ASDC, con particolare riferimento alle 3 reti elettriche commerciali/industriali, discende dalle disposizioni normative previste dall'art. 17, comma 7, lettera c), del decreto legislativo n. 210/2021, secondo cui le reti elettriche individuate dall'art. 38, comma 5, del decreto legislativo n. 93/2011, autorizzate o realizzate alla data del 15 agosto 2009 e non ancora inserite nel Registro degli ASDC, potevano essere incluse nel medesimo Registro degli ASDC previo invio all'Autorità, entro il 26 giugno 2022 (sei mesi dalla data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 210/2021), di apposita dichiarazione.

Inoltre, nell'anno 2022 con la delibera 27 settembre 2022, 450/2022/R/eel, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 31 maggio 2022, 236/2022/R/eel, e confermando quanto indicato nel documento per la

consultazione 28 giugno 2022, 288/2022/R/eel, l'Autorità ha integrato il TISDC introducendo un meccanismo automatico per il recupero degli importi dovuti e non versati da parte dei gestori di SDC a seguito della ritardata applicazione della regolazione vigente in materia di SDC, prevedendo, tra l'altro, che:

- sia il gestore dell'SDC, in quanto responsabile del ritardo nella mancata applicazione del TISDC, il soggetto cui deve essere imputato il pagamento degli importi dovuti e non versati;
- l'ammontare degli importi dovuti e non versati per effetto della ritardata applicazione della regolazione vigente in materia di SDC sia maggiorato sulla base di una penale determinata con un valore percentuale variabile in funzione delle modalità di emersione dell'inadempienza, nonché variabile in funzione delle tempistiche, in capo al gestore dell'SDC, per completare le attività propedeutiche alla piena implementazione del TISDC.

Nell'anno 2022 e nell'ambito dei procedimenti avviati con la delibera 120/2022/R/eel per l'implementazione delle disposizioni previste dai decreti legislativi n. 199/2021 e n. 210/2021 in materia di autoconsumo, l'Autorità con il documento per la consultazione 390/2022/R/eel ha illustrato i propri orientamenti in relazione all'aggiornamento del TISDC per tenere conto della possibilità di realizzare nuovi SDC (possibilità introdotta dall'art. 17 del decreto legislativo n. 210/2021). Successivamente, la delibera 8 novembre 2022, 556/2022/R/eel, ha aggiornato il TISDC:

- specificando quale sia l'insieme degli SDC nuovi e l'insieme degli SDC esistenti. In particolare, gli SDC esistenti:
 - sono stati autorizzati o realizzati alla data del 15 agosto 2009, risultano inseriti negli appositi Registri a seguito della presentazione all'Autorità di apposita istanza entro il 26 giugno 2022 e non hanno modificato il proprio ambito territoriale;
 - sono reti elettriche portuali o aeroportuali in concessione inserite nell'apposito Registro.

Invece, gli SDC nuovi:

- sono realizzati in attuazione di quanto disposto dall'art. 17 del decreto legislativo n. 210/2021 e inseriti nell'apposito Registro;
- sono già ricompresi fra gli SDC esistenti, diversi dalle reti portuali o aeroportuali in concessione, che hanno apportato al proprio ambito territoriale modifiche che interessano particelle catastali non già ricomprese nel medesimo ambito territoriale;
- dando attuazione alla disposizione normativa, di cui all'art. 17, comma 3, del decreto legislativo n. 210/2021, secondo cui gli SDC nuovi sono reti pubbliche con obbligo di connessione di terzi, salvaguardando al tempo stesso la definizione di SDC di cui al medesimo art. 17 del decreto legislativo n. 210/2021 che comporta limitazioni alle tipologie di utenti che possono fare parte del medesimo SDC;
- specificando che, fatte salve diverse disposizioni eventualmente previste nei prossimi provvedimenti del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica in attuazione di quanto disposto dall'art. 17, comma 7, del decreto legislativo n. 210/2021, ai fini di richiedere l'inserimento di un SDC nuovo nel relativo Registro si debba utilizzare una procedura analoga a quella già adottata per gli SDC esistenti, ferma restando la necessità di essere titolari della sub-concessione prevista dal medesimo art. 17 del decreto legislativo n. 210/2021;
- non prevedendo modifiche ovvero disposizioni regolatorie aggiuntive/diverse rispetto a quanto già disciplinato dal TISDC in materia di qualità del servizio e in materia di servizio di misura dell'energia elettrica.

Nell'anno 2022, nell'ambito delle disposizioni regolatorie previste per le Reti interne di utenza (RIU) dalla delibera 22 dicembre 2016, 788/2016/R/eel (provvedimenti individuali per la definizione dell'ambito territoriale di competenza di ciascuna RIU), e dalle delibere 20 aprile 2017, 276/2017/R/eel, e 3 agosto 2017, 568/2017/A (avvalimento

del GSE per lo svolgimento delle attività istruttorie finalizzate alla definizione dell'ambito territoriale delle RIU), sono stati definiti gli ambiti territoriali di ulteriori 17 RIU.

La delibera 27 luglio 2021, 323/2021/R/eel, in ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato del 7 giugno 2021, n. 4346, n. 4347 e n. 4348, ha avviato un procedimento in materia di erogazione del servizio di dispacciamento alle utenze connesse agli SDC, regolato dall'art. 22 del TISDC. In particolare, per quanto rileva ai fini della delibera 323/2021/R/eel, l'art. 22 del TISDC prevede che ai fini dell'erogazione del servizio di dispacciamento alle utenze degli SDC si applica la regolazione vigente per le utenze connesse alla rete con obbligo di connessione di terzi. Pertanto, l'applicazione delle disposizioni in materia di dispacciamento avviene in relazione all'energia elettrica immessa e all'energia elettrica prelevata da ciascuna utenza attraverso il punto di connessione alla rete dell'SDC.

Le disposizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento previste dall'art. 22 del TISDC sono state oggetto di contenzioso presso i Tribunali amministrativi e, da ultimo, il Consiglio di Stato. Il Consiglio di Stato, con le sentenze del 7 giugno 2021, n. 4346, n. 4347 e n. 4348, ha confermato le sentenze del TAR Lombardia 23 novembre 2020, n. 2234, n. 2235 e n. 2236, di annullamento del medesimo art. 22 del TISDC.

Inoltre, il Consiglio di Stato, nel rigettare gli appelli alle sentenze del TAR Lombardia 23 novembre 2020, n. 2234, n. 2235 e n. 2236, ha, tra l'altro, rimesso alla sfera di competenza tecnico-discrezionale dell'Autorità l'accertamento istruttorio in merito alle peculiarità degli SDC e al grado di compartecipazione agli oneri del servizio di dispacciamento a essi erogato.

Il documento per la consultazione 5 aprile 2022, 156/2022/R/eel, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 323/2021/R/eel, ha definito gli orientamenti in materia di erogazione del servizio di dispacciamento alle utenze connesse agli SDC. In particolare, il documento per la consultazione 156/2022/R/eel:

- ha esposto gli esiti del supplemento istruttorio, svolto anche con il supporto di Terna, che conferma che il servizio di dispacciamento è erogato allo stesso modo alle singole utenze connesse agli SDC e a quelle connesse alla rete con obbligo di connessione di terzi;
- ha previsto, conseguentemente, che, ai fini dell'erogazione del servizio di dispacciamento nel caso di utenze di un SDC, si applichi la regolazione vigente per le utenze connesse alla rete con obbligo di connessione di terzi, in relazione all'energia elettrica immessa e prelevata da ciascuna utenza attraverso il punto di connessione alla rete dell'SDC;
- ha previsto, in chiusura del procedimento avviato con la delibera 323/2021/R/eel, di confermare il contenuto dell'iniziale formulazione dell'art. 22 del TISDC, ottemperando, quindi, a quanto previsto dalle sentenze del Consiglio di Stato del 7 giugno 2021, n. 4346, n. 4347 e n. 4348, in termini di riedizione del potere alla sfera di competenza tecnico-discrezionale dell'Autorità, ivi compreso il richiesto supplemento istruttorio;
- ha evidenziato, inoltre, che l'applicazione dell'art. 22 del TISDC avrebbe trovato applicazione per tutti gli anni di vigenza dell'applicazione del TISDC, ivi compresi gli anni già trascorsi.

Successivamente, l'Autorità, con la delibera 12 luglio 2022, 329/2022/R/eel, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 323/2021/R/eel e a seguito del documento per la consultazione 156/2022/R/eel, ha:

- accertato che, con riferimento all'erogazione del servizio di dispacciamento, non sussista alcuna differenza tra i clienti finali connessi a SDC e i clienti finali connessi alla rete con obbligo di connessione di terzi;

- previsto che non vi sia alcun motivo per allocare i costi di dispacciamento in modo diverso tra clienti finali connessi a SDC e clienti finali connessi alla rete con obbligo di connessione di terzi, poiché i medesimi costi di dispacciamento sono sistemici e non direttamente attribuibili alle azioni di ogni singolo utente;
- confermato l'iniziale formulazione dell'art. 22 del TISDC;
- previsto che Terna operi i conguagli dei corrispettivi di dispacciamento con riferimento ai periodi transitori, definendo le relative tempistiche e forme di rateizzazione anche su un orizzonte temporale pluriennale, previa informativa al Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità.

Regolazione delle configurazioni per l'autoconsumo diffuso

Nell'anno 2022 e nell'ambito delle configurazioni per l'autoconsumo diffuso, come previsto dalla delibera 120/2022/R/eel di avvio di procedimenti per l'implementazione delle disposizioni previste dai decreti legislativi n. 199/2021 e n. 210/2021 in materia di autoconsumo, il documento per la consultazione 390/2022/R/eel ha definito, tra l'altro, gli orientamenti dell'Autorità in relazione all'aggiornamento della regolazione per la valorizzazione dell'autoconsumo diffuso, per tenere conto di quanto previsto dai decreti legislativi n. 199/2021 e n. 210/2021. Si evidenzia che le configurazioni per l'autoconsumo diffuso previste dal quadro normativo italiano sono tutte le configurazioni rientranti in una delle seguenti tipologie:

- gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente;
- gruppo di clienti attivi che agiscono collettivamente;
- comunità energetica rinnovabile o comunità di energia rinnovabile;
- comunità energetica dei cittadini;
- autoconsumatore individuale di energia rinnovabile "a distanza" con linea diretta;
- autoconsumatore individuale di energia rinnovabile "a distanza" che utilizza la rete di distribuzione;
- cliente attivo "a distanza" che utilizza la rete di distribuzione.

Il documento per la consultazione 390/2022/R/eel, sulla base delle disposizioni normative previste dai decreti legislativi n. 199/2021 e n. 210/2021 e sulla base del modello regolatorio virtuale già previsto dalla delibera 4 agosto 2020, 318/2020/R/eel (per dare seguito a quanto previsto dall'art. 42-*bis* del decreto legge 30 dicembre 2019, n. 162, coordinato con la legge di conversione 28 febbraio 2020, n. 8):

- ha delineato i criteri sulla base dei quali i gestori di rete individuano, in modo convenzionale, le aree sottese a ciascuna cabina primaria a partire dalla reale configurazione delle reti elettriche introducendo correttivi di carattere geografico;
- ai fini della valorizzazione dell'autoconsumo diffuso, ha proposto di utilizzare un modello regolatorio virtuale analogo a quello già previsto dalla delibera 318/2020/R/eel, adattandolo alle nuove disposizioni normative subentrate. Tale modello virtuale consente di valorizzare l'autoconsumo diffuso in modo efficiente garantendo a tutti i clienti finali e ai produttori di mantenere i propri diritti attualmente salvaguardati e i propri doveri;
- ha definito le modalità con cui il GSE (soggetto deputato all'applicazione del modello regolatorio virtuale nei confronti delle configurazioni in oggetto e dei relativi soggetti referenti):
 - quantifica l'energia elettrica autoconsumata su base oraria;
 - ripartisce l'energia elettrica autoconsumata per ciascun impianto di produzione afferente alla configurazione;

- determina la valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata (non necessariamente applicata a tutta l'energia elettrica autoconsumata);
- determina l'incentivo ove spettante (non necessariamente applicato a tutta l'energia elettrica autoconsumata);
- ha previsto la predisposizione di un nuovo Testo integrato autoconsumo diffuso (TIAD), al fine di attuare quanto ipotizzato nel medesimo documento per la consultazione 390/2022/R/eel, che possa diventare operativo, in alternativa, subito coesistendo con la delibera 318/2020/R/eel ovvero solo a seguito dell'entrata in vigore del nuovo decreto ministeriale di incentivazione dell'autoconsumo diffuso previsto dall'art. 8 del decreto legislativo n. 199/2021.

Successivamente, la delibera 27 dicembre 2022, 727/2022/R/eel, ha definito, ai sensi dei decreti legislativi n. 199/2021 e n. 210/2021, la regolazione dell'autoconsumo diffuso nel caso delle configurazioni per l'autoconsumo diffuso precedentemente richiamate, approvando il TIAD.

In particolare, la delibera 727/2022/R/eel ha confermato l'impostazione descritta nel documento per la consultazione 390/2022/R/eel e, tra l'altro, ha previsto che:

- il TIAD trovi applicazione a decorrere dall'ultima data tra il 1° marzo 2023 e la data di entrata in vigore del decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica previsto dall'art. 8 del decreto legislativo n. 199/2021, recante le disposizioni in merito agli incentivi per la condivisione dell'energia elettrica, evitando la coesistenza tra la delibera 318/2020/R/eel e il TIAD, seppure per periodi di tempo molto limitati;
- a decorrere dalla data di cui al punto precedente, la delibera 318/2020/R/eel e il relativo Allegato A non siano più vigenti e che anche per le configurazioni realizzate ai sensi dell'art. 42-*bis* del decreto legge n. 162/2019 si applichi il TIAD. A tal fine, gli impianti di produzione ammessi alle configurazioni di cui all'art. 42-*bis* del decreto legge n. 162/2019 non concorrono al raggiungimento del limite del 30% in relazione agli impianti di produzione esistenti ammissibili nelle nuove comunità di energia rinnovabile;
- le imprese distributrici che dispongono di cabine primarie definiscano e pubblichino nei propri siti internet, entro il 28 febbraio 2023, le aree sottese a ciascuna cabina primaria, ciascuna per l'ambito territoriale di competenza secondo i criteri disciplinati dal TIAD. Inoltre, è stato previsto che:
 - la prima individuazione delle aree sottese a ogni cabina primaria sia transitoria e abbia un periodo di validità limitato al fine di consentire tempestivamente l'apporto di interventi correttivi anche sulla base di eventuali osservazioni formulate dai soggetti interessati nel rispetto dei principi generali disciplinati dal TIAD;
 - le successive individuazioni delle aree sottese a ogni cabina primaria, aventi validità pari a 2 anni, siano trasmesse al GSE affinché quest'ultimo pubblichi un'unica mappatura dell'intero territorio nazionale, semplificando ulteriormente le procedure per la costituzione delle configurazioni per l'autoconsumo diffuso;
- ai fini della quantificazione dell'energia elettrica autoconsumata su base oraria e della sua verificabilità, il GSE renda disponibili al soggetto referente tutti i dati necessari, al fine di garantire la massima trasparenza possibile;
- sia rinviata a successivi provvedimenti dell'Autorità, che saranno adottati nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 122/2022/R/eel di attuazione di quanto disposto dall'art. 36 del decreto legislativo n. 199/2021, la determinazione delle modalità con cui il GSE acquisisce i dati di misura direttamente dal Sistema informativo integrato (SII);
- sia rimandata a successivi provvedimenti dell'Autorità la definizione delle modalità per lo scomputo in bolletta dell'energia elettrica autoconsumata nel caso di clienti finali domestici, anche tenendo conto delle criticità

sollevate in merito dai soggetti interessati che hanno fornito contributi ai sensi del documento per la consultazione 390/2022/R/eel;

- siano rinviati al decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica previsto dall'art. 8 del decreto legislativo n. 199/2021 gli aspetti definitori e/o gli ulteriori elementi attinenti all'erogazione degli incentivi, ivi inclusa la definizione di potenza degli impianti di produzione, al fine di evitare sovrapposizioni o incoerenze;
- la valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata possa essere oggetto di aggiornamento nei prossimi anni. Tale aggiornamento può essere effettuato in funzione delle ulteriori evidenze relative agli effetti delle configurazioni di autoconsumo diffuso sul sistema elettrico nazionale, nonché delle evidenze dello studio di RSE, previsto dall'art. 42-*bis*, comma 8, lettera c), del decreto legge n. 162/2019 e dal punto 5 della delibera 318/2020/R/eel, in relazione alle modalità più efficienti per la massimizzazione dell'energia elettrica condivisa e agli effetti tecnici ed economici delle medesime configurazioni.

Si evidenzia, inoltre, che nell'anno 2022 il Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità, con la determina 4 aprile 2022, DMEA/EFR/3/2022, e nell'ambito della disciplina transitoria introdotta dall'art. 42-*bis* del decreto legge n. 162/2019 in materia di gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in edifici e condomini e di comunità di energia rinnovabile, ha verificato positivamente:

- l'aggiornamento delle regole tecniche del GSE per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa, definite dal medesimo GSE ai sensi della delibera 318/2020/R/eel al fine di tenere conto di alcune modifiche definitorie introdotte dal decreto legislativo n. 199/2021;
- le modalità di profilazione dei dati di misura dell'energia elettrica non trattati orari e le relative modalità di utilizzo ai sensi dell'art. 9 dell'allegato A alla delibera 318/2020/R/eel predisposte dal GSE.

Aggiornamento del Registro delle cooperative elettriche dotate di rete propria

La delibera 22 dicembre 2016, 787/2016/R/eel, aveva avviato, tra l'altro, la ricognizione delle cooperative storiche dotate di rete propria e delle cooperative esistenti dotate di rete propria, ai fini del proprio censimento. In particolare:

- le cooperative storiche dotate di rete propria sono le cooperative di produzione e distribuzione di energia elettrica di cui all'art. 4, n. 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643 e già esistenti alla data di entrata in vigore del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. Inoltre, le cooperative storiche dotate di rete propria si distinguono tra cooperative storiche concessionarie e cooperative storiche non concessionarie;
- le cooperative esistenti sono le cooperative dotate di reti proprie esistenti al 5 agosto 2010, che connettono clienti finali non soci, operanti nelle Province autonome di Trento e di Bolzano fino alla data di rilascio delle concessioni con le modalità previste dalla vigente normativa. Inoltre, le cooperative esistenti si distinguono tra cooperative esistenti storiche e cooperative esistenti non storiche (non hanno i requisiti per rientrare tra le cooperative storiche).

La delibera 23 giugno 2020, 233/2020/R/eel, dando seguito a quanto previsto dalla delibera 787/2016/R/eel, ha, tra l'altro:

- approvato e pubblicato il Registro delle cooperative storiche dotate di rete propria;

- rinviato a un successivo provvedimento le determinazioni in merito alla classificazione all'interno dei relativi registri di dieci cooperative elettriche dotate di rete propria per le quali si sono resi necessari ulteriori approfondimenti e analisi oltre a quelli già svolti.

Successivamente, nell'ambito degli ulteriori approfondimenti e analisi per le dieci cooperative elettriche dotate di rete propria:

- sono state trasmesse le comunicazioni di risultanze istruttorie (CRI) a otto cooperative elettriche (sei nel corso del mese di giugno 2021, una nel corso del mese di luglio 2021 e una nel corso del mese di ottobre 2021);
- cinque cooperative elettriche hanno trasmesso le proprie osservazioni alle CRI e quattro delle medesime cooperative hanno espresso le proprie osservazioni anche durante le audizioni finali dinanzi al Collegio dell'Autorità.

Come evidenziato nella parte introduttiva della delibera 22 marzo 2022, 116/2022/R/eel, le cinque cooperative elettriche che hanno esposto le proprie osservazioni hanno precisato, sostanzialmente, che le medesime cooperative elettriche si sarebbero dovute classificare come cooperative storiche.

Come evidenziato nella parte introduttiva della delibera 116/2022/R/eel e a seguito degli ulteriori approfondimenti svolti (ivi comprese le ulteriori informazioni acquisite dall'Autorità), della trasmissione delle CRI a otto delle cooperative elettriche interessate, delle cinque comunicazioni *post* CRI trasmesse e delle informazioni fornite durante le quattro audizioni finali dinanzi al Collegio dell'Autorità, la delibera 116/2022/R/eel ha previsto, ai fini dell'applicazione della regolazione vigente, che (con riferimento alle dieci cooperative elettriche):

- una cooperativa elettrica deve essere considerata, per gli anni passati e fino alla conclusione del procedimento di rilascio della concessione, come cooperativa storica concessionaria e deve essere ricompresa nel Registro delle cooperative storiche dotate di rete propria;
- una cooperativa elettrica deve essere considerata come cooperativa storica non concessionaria e deve essere ricompresa nel Registro delle cooperative storiche dotate di rete propria;
- una cooperativa elettrica deve essere considerata:
 - per gli anni passati e fino alla conclusione del procedimento di rilascio della concessione, come cooperativa storica concessionaria;
 - a seguito del rilascio della concessione, come impresa distributrice di energia elettrica concessionaria e non deve essere ricompresa nel Registro delle cooperative storiche dotate di rete propria;
- due cooperative elettriche devono essere considerate:
 - per gli anni passati e fino alla data di decorrenza delle relative concessioni già rilasciate dalla Provincia autonoma di Bolzano, come cooperative storiche concessionarie;
 - dalla data di decorrenza delle relative concessioni già rilasciate, come imprese distributrici di energia elettrica concessionarie e non devono essere ricomprese nel Registro delle cooperative storiche dotate di rete propria;
- una cooperativa elettrica deve essere considerata, dalla data di avvio dell'attività di distribuzione di energia elettrica come prevista dalla concessione già rilasciata dalla Provincia autonoma di Bolzano, come impresa distributrice di energia elettrica concessionaria e non deve essere ricompresa nel Registro delle cooperative storiche dotate di rete propria;
- quattro cooperative elettriche devono essere considerate, per gli anni passati e fino alla conclusione dei procedimenti di rilascio delle concessioni, come imprese distributrici di energia elettrica concessionarie e non devono essere ricomprese nel Registro delle cooperative storiche dotate di rete propria.

Inoltre, la delibera 116/2022/R/eel:

- aggiorna il Registro delle cooperative storiche dotate di rete propria includendo le uniche due cooperative elettriche che ne soddisfino i requisiti;
- non ricomprende nel Registro delle cooperative storiche dotate di rete propria le rimanenti otto cooperative elettriche che non ne soddisfino i requisiti, prevedendo che le medesime cooperative elettriche siano soggette alle disposizioni regolatorie e tariffarie secondo quanto precedentemente descritto;
- prevede che CSEA determini per le otto cooperative elettriche non ricomprese nel Registro delle cooperative storiche dotate di rete propria il corretto ammontare degli oneri generali di sistema che, a seguito delle disposizioni della medesima delibera 116/2022/R/eel, le medesime cooperative elettriche avrebbero dovuto versare e di procedere al recupero dell'eventuale quota di oneri generali di sistema dovuti e non versati per gli anni già trascorsi;
- considerando che attualmente non esiste un registro delle cooperative elettriche classificabili esclusivamente come "cooperative esistenti dotate di rete propria" e che, quindi, non siano anche classificabili come "cooperative storiche dotate di rete propria", istituisce il Registro delle cooperative esistenti dotate di rete propria, Allegato C alla delibera 233/2020/R/eel, che ricomprende le cooperative elettriche classificabili esclusivamente come "cooperative esistenti dotate di rete propria" e non classificabili anche come "cooperative storiche dotate di rete propria". Le cooperative elettriche ricomprese nel Registro delle cooperative esistenti dotate di rete propria a seguito dell'ottenimento/diniego della concessione per il servizio di distribuzione di energia elettrica da parte della Provincia autonoma di Bolzano saranno eliminate dal medesimo Registro.

Erogazione del servizio di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete

Nell'anno 2021, la delibera 16 marzo 2021, 109/2021/R/eel, ha innovato la regolazione dell'erogazione del servizio di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete (energia elettrica prelevata dalla rete e destinata all'accumulo per la re-immissione in rete e ai servizi ausiliari di generazione), perseguendo una doppia finalità:

- uniformare la regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete;
- estendere la medesima regolazione ai casi, più complessi, in cui i prelievi di energia elettrica per il tramite del medesimo punto di connessione non siano destinati solo ai sistemi di accumulo e/o ai servizi ausiliari di generazione, ma anche a ulteriori carichi distinti da essi.

La delibera 109/2021/R/eel ha previsto, tra l'altro, che:

- a decorrere dal 1° gennaio 2023, su istanza del produttore (ovvero del soggetto richiedente la connessione ai sensi del Testo integrato connessioni attive), l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete sia trattata come energia elettrica immessa negativa ai fini dell'accesso ai servizi di trasporto, distribuzione e dispacciamento;
- la regolazione sia applicata, su richiesta del produttore ovvero del soggetto richiedente la connessione ai sensi del Testo integrato connessioni attive e indipendentemente dalla configurazione impiantistica:
 - alle configurazioni già esistenti e alle nuove configurazioni;

- alle configurazioni impiantistiche connesse alle reti con obbligo di connessione di terzi, nonché alle configurazioni connesse ai Sistemi di distribuzione chiusi, ferme restando le specifiche disposizioni regolatorie previste dal Testo integrato sistemi di distribuzione chiusi per tali tipologie di reti elettriche;
- la regolazione sia applicata limitatamente all'energia elettrica corrispondente alla potenza dei dispositivi che effettuano il prelievo funzionale a consentire la successiva immissione, come dichiarata nella certificazione asseverata da perizia indipendente, con un margine del 10%;
- Terna definisca, in coordinamento con le imprese distributrici per quanto di competenza, nell'ambito di un Allegato al Codice di rete di Terna, i principi, i criteri e le modalità di calcolo degli algoritmi utili alla quantificazione dell'energia elettrica prelevata, funzionale a consentire la successiva immissione in rete da sottoporre all'approvazione dell'Autorità, previa consultazione pubblica.

Nell'anno 2022, la delibera 28 giugno 2022, 285/2022/R/eel, ha:

- approvato l'allegato A.78 al Codice di rete di Terna in materia di algoritmi di misura per il calcolo dell'energia elettrica prelevata per i consumi relativi ai servizi ausiliari di generazione e nel caso dell'energia elettrica prelevata e successivamente re-immessa in rete dai sistemi di accumulo (energia elettrica immessa negativa);
- apportato alcune modifiche alla delibera 109/2021/R/eel; in particolare, è stato previsto:
 - in relazione alla programmazione dell'energia elettrica immessa negativa, di modificare l'allegato A alla delibera 111/06 prevedendo che sia inserita una nuova tipologia di unità di produzione non rilevante, denominata "unità di produzione dei servizi ausiliari di generazione (UPSA)", caratterizzata da immissioni di energia elettrica di segno negativo;
 - di modificare coerentemente la delibera 20 novembre 2014, 574/2014/R/eel, che definisce una prima regolazione in materia di erogazione dei servizi di connessione, misura, trasporto e dispacciamento ai sistemi di accumulo finalizzata a favorire l'integrazione nel sistema elettrico di tali sistemi, e il Testo integrato dei sistemi di distribuzione chiusi (TISDC);
 - di modificare le tempistiche e le modalità di presentazione dell'istanza di accesso alla disciplina di cui alla delibera 109/2021/R/eel;
 - che i gestori di rete definiscano, nel rispetto delle modifiche previste alla delibera 109/2021/R/eel dalla medesima delibera 285/2022/R/eel, una procedura per la gestione delle istanze presentate per richiedere l'accesso alla disciplina di cui alla delibera 109/2021/R/eel, individuando le relative modalità e le tempistiche;
 - che Terna e il gestore del Sistema informativo integrato (SII), coordinandosi con i gestori di rete, definiscano i flussi informativi che devono scambiare tra loro (Terna, SII e imprese distributrici), con i produttori e con gli utenti del dispacciamento per la piena implementazione della disciplina di cui alla delibera 109/2021/R/eel;
 - che Terna modifichi il sistema GAUDÌ al fine di dare attuazione a quanto disposto dalla disciplina di cui alla delibera 109/2021/R/eel;
 - di dare mandato al Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità di definire il contenuto standardizzato del modello che il richiedente deve utilizzare per la presentazione dell'istanza di accesso alla disciplina di cui alla delibera 109/2021/R/eel, nonché per stabilire, sulla base della *best available technology*, il valore del rendimento di *round trip* dei sistemi di accumulo da utilizzare ai fini del calcolo dell'energia elettrica immessa negativa laddove previsto dall'allegato A.78 al Codice di rete di Terna;
 - di accogliere la richiesta degli operatori di garantire l'applicazione del regime di esenzione attualmente previsto dall'art. 16 del Testo integrato trasporto (TIT) per il periodo necessario a effettuare gli adeguamen-

ti sugli impianti di produzione per i quali è richiesto l'accesso alla disciplina di cui alla delibera 109/2021/R/eel, nonché favorire un passaggio graduale dalla regolazione vigente alla nuova regolazione prevista dalla delibera 109/2021R/eel; conseguentemente, è stata rinviata l'abrogazione dell'art. 16 del TIT alla data del 1° gennaio 2024.

Nell'ambito di quanto previsto dalla delibera 285/2022/R/eel, il Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingresso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità, con la determina 30 settembre 2022, DMEA/EFR/5/2022, ha definito il modello per la presentazione dell'istanza di accesso alla disciplina di cui alla delibera 109/2021/R/eel.

Nell'anno 2022, inoltre, con il documento per la consultazione 2 agosto 2022, 391/2022/R/eel, sono stati definiti gli orientamenti dell'Autorità ai fini dell'integrazione della disciplina di cui alla delibera 109/2021/R/eel. Le principali integrazioni si riferiscono:

- alla definizione dei principi e delle relative modalità di determinazione delle penali nel caso di superamento del valore del 110% della potenza dichiarata nella perizia asseverata per i servizi ausiliari e/o per i sistemi di accumulo;
- alla rideterminazione della durata dell'intervallo temporale per la quantificazione dell'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete attualmente prevista dal punto 5 della delibera 109/2021/R/eel;
- alla definizione della procedura per la sostituzione delle apparecchiature di misura ai fini della rilevazione oraria dei dati di misura dell'energia elettrica utili al calcolo dell'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete.

Con la delibera 4 ottobre 2022, 472/2022/R/eel, sono state implementate le integrazioni proposte con il documento per la consultazione 391/2022/R/eel in relazione alla definizione dei principi e delle relative modalità di determinazione delle penali nel caso di superamento del valore del 110% della potenza dichiarata nella perizia asseverata per i servizi ausiliari e/o per i sistemi di accumulo e in relazione alla definizione della procedura per la sostituzione delle apparecchiature di misura ai fini della rilevazione oraria dei dati di misura dell'energia elettrica funzionali al calcolo dell'energia elettrica prelevata adeguata a consentire la successiva immissione in rete.

Inoltre, la medesima delibera 472/2022/R/eel ha rinviato, a valle di successivi approfondimenti e valutazioni, l'eventuale modifica della durata dell'intervallo temporale per la quantificazione dell'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva re-immissione in rete attualmente prevista dal punto 5 della delibera 109/2021/R/eel.

Adeguatezza della capacità e sicurezza del sistema

Servizio di riduzione dei consumi

Con la delibera 16 dicembre 2022, 691/2022/I/eel, è stato formulato al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e ai sensi dell'art. 2, comma 4, del decreto ministeriale 21 ottobre 2022, il parere dell'Autorità in merito alla proposta di regolamento di Terna per l'approvvigionamento, tramite procedura competitiva, di un servizio di riduzione del consumo elettrico prestato da clienti finali per il tramite di carichi industriali offerti per il servizio di

interrompibilità elettrica. Lo strumento individuato consente contestualmente di contribuire al conseguimento degli obiettivi di riduzione dei consumi elettrici in attuazione di quanto previsto dall'art. 4 del regolamento (UE) 1854/2022. In ogni caso è già prevista una sua rapida evoluzione al fine di consentire che il servizio di riduzione dei consumi sia erogato anche da altri clienti finali (non solo quelli che erogano il servizio di interrompibilità), eventualmente in forma aggregata.

Infine, si prevede che, come consentito dall'art. 3, comma 3, del decreto ministeriale 21 ottobre 2022, i costi derivanti dalla procedura siano coperti tramite il corrispettivo *uplift* in subordine e in via residuale rispetto a eventuali fonti di finanziamento a valere sulla fiscalità generale.

Modifiche e integrazioni alla metodologia per la definizione del prezzo di esercizio 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, dunque, è 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. Per una più dettagliata descrizione del quadro normativo di riferimento del Mercato della capacità, si rinvia al Capitolo 2, Volume 2, delle *Relazioni Annuali* 2017, 2018, 2019, 2020 e 2021.

Nel 2019 e nel 2022 si sono svolte le procedure concorsuali del Mercato della capacità, aventi ad oggetto rispettivamente gli anni 2022 e 2023 e l'anno 2024. A gennaio 2022 è pertanto iniziato il periodo di consegna del Mercato della capacità, con il riconoscimento del corrispettivo fisso agli assegnatari e l'applicazione delle regole sugli obblighi di offerta e di restituzione del corrispettivo variabile, pari alla differenza tra il prezzo di riferimento e il prezzo di esercizio.

La delibera 21 luglio 2011, ARG/elt 98/11, prevede, in particolare, che l'Autorità definisca la metodologia e i parametri tecnico-economici per la determinazione del prezzo di esercizio, stabilendo, altresì, che:

- detto prezzo rifletta il costo variabile standard della tecnologia di punta, basato sul principio del costo-opportunità, e sia determinabile dal sottoscrittore del contratto standard di approvvigionamento di capacità con almeno un giorno di anticipo rispetto alla chiusura del mercato del giorno prima;
- l'Autorità possa modificarne la metodologia di calcolo, a valere sui periodi successivi al momento in cui la medesima modifica diviene efficace, nel rispetto di specifici principi.

Con le delibere 3 settembre 2019, 363/2019/R/eel, e 28 settembre 2021, 399/2021/R/eel, l'Autorità ha definito i parametri tecnico-economici e la metodologia per la determinazione del prezzo di esercizio, rispettivamente per i periodi di consegna 2022-2023 e 2024-2025. Ai sensi delle citate delibere, il prezzo di esercizio rappresenta il costo variabile standard di un'ipotetica unità di produzione di tipo turbogas a ciclo aperto alimentata a gas naturale ed è pari alla somma di un insieme di componenti, tra cui una componente a copertura del costo per il gas naturale (componente gas naturale) e una componente a copertura dell'onere delle quote di emissione da rendere nell'ambito dell'*Emission Trading Scheme* (componente emissioni).

La significativa ed eccezionale volatilità che ha caratterizzato le quotazioni del gas naturale a partire dagli ultimi mesi del 2021 ha determinato un sistematico e rilevante disallineamento tra prezzi a pronti e prezzi a termine. Di conseguenza, l'indicizzazione mensile del valore standard del gas naturale ha reso il prezzo di esercizio applicato nell'ambito del Mercato della capacità scarsamente rappresentativo del costo variabile della tecnologia di punta basato sul principio del costo-opportunità.

Con la delibera 4 marzo 2022, 83/2022/R/eel, l'Autorità ha pertanto modificato e integrato con urgenza la metodologia di determinazione del prezzo di esercizio del Mercato della capacità applicata negli anni 2022 e 2023, di cui alla delibera 363/2019/R/eel, affinché detto prezzo sia nelle condizioni di riflettere maggiormente il costo variabile della tecnologia di punta, a prescindere dalla dichiarazione del livello di emergenza del sistema gas in applicazione del Piano di emergenza di cui all'art. 8, comma 1, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93. In particolare, dal giorno successivo alla pubblicazione della delibera 83/2022/R/eel, l'indicizzazione del valore standard del gas naturale per la definizione del prezzo di esercizio negli anni 2022 e 2023 è passata da mensile a giornaliera e sono state introdotte le seguenti modifiche:

- nelle ore del giorno d -esimo in cui il sistema gas non è al livello di emergenza, dichiarato dal Ministero, in applicazione del Piano di emergenza, il valore standard del gas naturale è calcolato applicando, in luogo della componente C_{MEM} mensile e in relazione al giorno d -esimo, il *System Average Price*, rappresentativo del valore giornaliero del gas naturale sulla rete italiana e pari alla media ponderata dei prezzi delle offerte accettate presso la piattaforma di scambio di prodotti *title*, nonché nei soli casi di cui al comma 2.3, lettera e), *sub ii*), del Testo integrato del bilanciamento, di prodotti *locational*, con consegna nel giorno gas considerato, pesata sulla base dei quantitativi di gas, espressi in energia, associati a ciascuna offerta selezionata;
- ai fini della determinazione della componente emissioni, per il giorno d -esimo, il valore del parametro P_{EUA} è calcolato in relazione al giorno che precede il giorno d -esimo;
- se, per un certo giorno, non è possibile determinare il valore della componente gas naturale o quello della componente emissioni, a detto giorno è associato il corrispondente valore relativo all'ultimo giorno per il quale è possibile il calcolo.

Ulteriori modifiche alla metodologia per la definizione del prezzo di esercizio si sono rese necessarie in esito al cambiamento della modalità di determinazione delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela, a decorrere dal giorno 1° ottobre 2022. La delibera 29 luglio 2022, 374/2022/R/gas, ha previsto una metodologia di determinazione della componente di cui all'art. 6 del Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale ($C_{MEM,t}$) che, a differenza della precedente impostazione, non richiede la definizione esplicita dell'elemento QT_{PSV} , vale a dire dell'elemento che, all'interno della componente e del prezzo di esercizio, è rappresentativo della quota di logistica nazionale del gas naturale sino al PSV. Con la delibera 27 settembre 2022, 453/2022/R/eel, dunque, l'Autorità ha integrato le delibere 363/2019/R/eel e 399/2021/R/eel, stabilendo che, a decorrere dal giorno 1° ottobre 2022 e ai fini del calcolo del prezzo di esercizio, l'elemento QT_{PSV} sia pari all'ultimo valore assunto dallo stesso in relazione al periodo sino al 30 settembre 2022.

Esiti dell'asta madre del Mercato della capacità per l'anno di consegna 2024

Nei giorni 21 e 22 febbraio 2022 si è svolta l'asta madre del Mercato della capacità relativa al periodo di consegna 2024. Dai rendiconti pubblicati da Terna con riferimento alla menzionata procedura concorsuale emerge, tra l'altro, che:

- la spesa complessiva per premi, al netto dei circa 366 milioni di euro per la capacità nuova già assegnata con le aste 2022 e 2023 per un periodo quindicennale che include l'anno 2024, è pari a circa 1,46 miliardi di euro;
- la capacità esistente selezionata è pari a circa 34,2 GW (-0,8 GW circa rispetto all'anno di consegna 2023) e il relativo premio di equilibrio risulta pari al valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente (33.000 €/MW/anno) in tutte le aree (come per l'anno di consegna 2023);
- la capacità nuova selezionata è pari a circa 3,8 GW (-0,2 GW circa rispetto all'anno di consegna 2023), di cui 2,3 GW non autorizzata (-1,2 GW circa rispetto all'anno di consegna 2023) e 1,5 GW autorizzata (+1 GW circa rispetto all'anno di consegna 2023), e il premio di equilibrio della capacità nuova autorizzata risulta pari al valore massimo del premio riconoscibile alla capacità nuova (70.000 €/MW/anno) in tutte le aree (come per l'anno di consegna 2023), mentre quello della capacità nuova non autorizzata è – a differenza dell'asta 2023 – inferiore al valore massimo del premio riconoscibile alla capacità nuova (tra circa 33.500 e 51.000 €/MW/anno, a seconda dell'area di selezione);
- la capacità estera selezionata è pari a circa 3,6 GW (-0,8 GW circa rispetto all'anno di consegna 2023) e il relativo premio riconosciuto è differenziato tra le diverse aree estere (tra circa 17.000 e 33.000 €/MW/anno, in incremento rispetto all'importo medio ponderato di 4.400 €/MW/anno dell'asta 2023);
- oltre a impianti di tipo termico, la capacità nuova selezionata nell'asta 2024 include circa 1,1 GW da accumuli (circa +1 GW rispetto all'anno di consegna 2023), 22 MW da idroelettrico a serbatoio e 29 MW di tipo solare;
- della capacità nuova da accumuli, 530 MW circa sono stati selezionati in Sardegna, saturando di fatto il fabbisogno per l'isola indicato da Terna per il periodo successivo alla realizzazione del *Tyrrhenian Link*.

Sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico

L'art. 18 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, ha previsto l'introduzione nell'architettura del mercato elettrico italiano di un nuovo sistema di approvvigionamento a termine delle risorse di stoccaggio elettrico, da affiancare ai mercati dell'energia, dei servizi ancillari e della capacità. Nei punti seguenti è sintetizzato il contenuto del menzionato articolo.

- Terna, in coordinamento con i gestori delle reti di distribuzione, sottopone all'approvazione del Ministro della transizione ecologica (ora Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica), sentita l'Autorità, una proposta di progressione temporale del fabbisogno della capacità di stoccaggio, articolato su base geografica e sotto il profilo del tipo di accumulo in relazione al tipo di funzione cui si riferisce il fabbisogno. Detta proposta è definita con la finalità di ottimizzare l'utilizzo dell'energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile, di favorirne l'integrazione nei mercati e di assicurare la maggiore flessibilità del sistema e tenendo conto dei fabbisogni già individuati nel Piano nazionale integrato per l'energia e il clima, della presumibile concentrazione geografica delle richieste di connessione alla rete elettrica di impianti di produzione alimentati da fonte rinnovabile, in particolare non programmabile, degli sviluppi di rete e delle esigenze di servizio.

- L'Autorità definisce i criteri e le condizioni sulla base dei quali Terna elabora e presenta al Ministro, per la relativa approvazione, una proposta di disciplina del sistema di approvvigionamento a lungo termine della capacità di stoccaggio (Disciplina), basato su aste – svolte da Terna – concorrenziali, trasparenti e non discriminatorie e fondato sui seguenti principi generali:
 - minimizzazione degli oneri per i clienti finali;
 - approvvigionamento di capacità di stoccaggio di nuova realizzazione, secondo aste periodiche e contingenti di capacità;
 - acquisizione effettuata secondo criteri di neutralità tecnologica nel rispetto di requisiti tecnici definiti da Terna, in funzione delle esigenze di sicurezza del sistema elettrico;
 - riconoscimento ai titolari della capacità di stoccaggio aggiudicata del diritto a ricevere una remunerazione annua per l'intero orizzonte di consegna, a fronte dell'obbligo di rendere disponibile detta capacità a soggetti terzi per la partecipazione ai mercati dell'energia e dei servizi connessi;
 - rilascio di apposite garanzie prima dell'aggiudicazione in esito alle aste.
- L'Autorità, con uno o più atti regolatori, individua:
 - i criteri di aggiudicazione della capacità di stoccaggio, tenendo conto dei costi di investimento, dei costi operativi delle diverse tecnologie, nonché di un'equa remunerazione del capitale investito;
 - le condizioni in base alle quali la capacità di stoccaggio aggiudicata è resa disponibile al mercato attraverso la piattaforma centralizzata gestita dal GME, nonché i criteri e le condizioni per l'organizzazione della piattaforma medesima e le modalità di utilizzo della capacità di stoccaggio da parte degli operatori di mercato, anche attraverso aggregatori;
 - le condizioni e le modalità per lo sviluppo della capacità di stoccaggio direttamente da parte di Terna, nel caso in cui i soggetti terzi non abbiano manifestato interesse a sviluppare in tutto o in parte la capacità di stoccaggio necessaria, fermo restando che Terna non potrà gestire la capacità realizzata;
 - le forme di copertura dei costi di approvvigionamento della capacità di stoccaggio, attraverso meccanismi tariffari idonei a minimizzare gli oneri per i clienti finali e le modalità per il monitoraggio degli effetti del meccanismo di approvvigionamento sul sistema elettrico e sui mercati, anche in relazione agli obiettivi della misura.

Con il documento per la consultazione 2 agosto 2022, 393/2022/R/eel, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti sugli aspetti di competenza che attengono al nuovo sistema di approvvigionamento a termine delle risorse di stoccaggio elettrico. I principali temi affrontati nella consultazione sono di seguito descritti.

Criteri e condizioni per l'approvvigionamento a termine della capacità di stoccaggio elettrico

Il soddisfacimento dei fabbisogni di capacità di stoccaggio richiederà:

- la costruzione e l'opportuna combinazione di uno o più prodotti standard, in grado di riflettere le caratteristiche di diverse risorse di stoccaggio disponibili e di rispettare i requisiti prestazionali richiesti da Terna;
- la conseguente stipula di contratti standard di approvvigionamento a termine della capacità di stoccaggio con controparti selezionate in procedure competitive dedicate.

Con anticipo rispetto alle procedure concorsuali, Terna definirà, come parte integrante della disciplina, uno o più schemi di contratto standard, ciascuno con distinte caratteristiche, rispondenti alle diverse esigenze di fabbisogno e alle differenti tipologie di risorse di stoccaggio disponibili. I citati schemi di contratto standard si potranno

differenziare tra loro in relazione a uno o più parametri (orizzonte di pianificazione, periodo e luogo di consegna, durata e ciclicità dello stoccaggio e altri requisiti tecnici minimi indicati da Terna).

Per definire i parametri rilevanti, Terna predisporrà uno studio che passerà in rassegna le tecnologie di stoccaggio elettrico e che sarà aggiornato a cadenza regolare (Studio). Nell'ambito dello Studio, a ciascun fabbisogno caratterizzato da specifiche caratteristiche prestazionali da soddisfare mediante l'approvvigionamento nelle procedure competitive, Terna assocerà una o più tecnologie di riferimento, individuate come quelle che, nel periodo considerato, sono realizzabili per garantire i requisiti tecnici richiesti.

Nel caso in cui dallo Studio emergessero, dal punto di vista dei parametri tecnici e/o dei tempi di realizzazione e/o delle vite utili, significative differenze tra le tecnologie di riferimento in grado di soddisfare il fabbisogno, si effettueranno aste distinte per le tecnologie di riferimento che risultano significativamente differenti tra loro, almeno nella fase sperimentale del meccanismo prevista dal decreto legislativo n. 210/2021. La neutralità tecnologica nella selezione delle quantità approvvigionate delle differenti tecnologie sarà garantita attraverso un'opportuna configurazione della sequenza delle aste e dei relativi parametri tecnico-economici, tale da preservare la competizione tra le tecnologie di riferimento.

Per le tecnologie caratterizzate da una vita utile particolarmente estesa e potenzialmente superiore al periodo di consegna, si potrebbe prevedere, negli schemi contrattuali, la facoltà per il sistema di estendere il periodo di applicazione degli obblighi contrattuali e di sottoporre a revisione il premio in funzione del grado di ammortamento e delle esigenze di manutenzione straordinaria dell'impianto, al fine di garantire al sistema stesso di continuare a usufruire della risorsa approvvigionata per il tramite del suo titolare.

Con riferimento ai diritti e obblighi degli assegnatari, all'assegnatario di ciascun contratto standard sarà riconosciuto il diritto di ricevere, per l'intero periodo di consegna, un premio annuo definito in esito all'asta. A fronte del premio, gli assegnatari dei contratti standard dovranno rendere disponibile, in tutte le ore del periodo di consegna:

- a soggetti terzi, per il tramite di Terna, prodotti di *time shifting* utilizzabili nei mercati dell'energia (mercato del giorno prima e mercato infragiornaliero), per consentire lo spostamento di energia da ore caratterizzate da prezzi contenuti a ore a prezzo più elevato;
- a Terna, sul Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD), la capacità contrattualizzata, rispettando le prestazioni tecniche minime stabilite dal contratto e i vincoli economici definiti dall'Autorità.

Il titolare dello stoccaggio – o un suo delegato – sarà utente del dispacciamento per l'unità di stoccaggio cui sarà associato un punto di dispacciamento dedicato (saranno escluse forme di aggregazione degli stoccaggi). Nella disciplina, Terna descriverà le modalità con cui saranno definiti e modificati i programmi dell'unità di stoccaggio. L'utente del dispacciamento sarà responsabile della corretta esecuzione dei programmi e allo stesso si applicheranno i corrispettivi di sbilanciamento, oltre ai corrispettivi di mancato rispetto degli ordini. Le offerte sull'MSD saranno presentate a prezzi calcolati secondo una metodologia, stabilita dall'Autorità, volta a contenere il rischio di sovra-remunerazione della capacità contrattualizzata, evitando, al contempo, di distorcere il corretto funzionamento del mercato elettrico. I margini sull'MSD saranno trattenuti da Terna e destinati alla riduzione del corrispettivo per il finanziamento del meccanismo.

I prodotti di *time shifting* rifletteranno le caratteristiche dei prodotti standard approvvigionati da Terna nelle procedure concorsuali. Anche al fine di aumentare il valore e la liquidità dei prodotti di *time shifting*, sarà previsto che prodotti di *time shifting* con medesime caratteristiche siano riferiti a un insieme di risorse di stoccaggio localizzate nella medesima zona di mercato (*pooling*). Con un apposito algoritmo, da esplicitare nella disciplina e conforme ai principi di trasparenza, efficienza e non discriminazione, Terna ripartirà tra le diverse risorse di stoccaggio contrattualizzate gli ordini di movimentazione che deriveranno dall'esercizio dei prodotti di *time shifting* da parte degli operatori che ne dispongono.

I criteri per il sistema di garanzie proposti dall'Autorità sono mutuati da quelli in vigore per il Mercato della capacità. Per quanto attiene alle penali, nella disciplina saranno previste penali per eccesso di indisponibilità, per mancata o ritardata realizzazione ed entrata in operatività dell'impianto e saranno stabiliti gli effetti dell'inadempimento temporaneo e definitivo.

Saranno ammessi a partecipare alle procedure competitive i titolari di capacità di stoccaggio che presenteranno progetti di nuova capacità con le necessarie autorizzazioni e rinunceranno a qualsiasi incentivazione.

Per ogni contratto standard, Terna organizzerà una procedura concorsuale dedicata, in cui il fabbisogno:

- potrà essere declinato in termini energetici (MWh) o di potenza (MW) e associato a un livello obiettivo di durata (h);
- potrà essere espresso da Terna mediante una domanda perfettamente anelastica, con premio di riserva definito dall'Autorità in base ai costi delle tecnologie di riferimento;
- presenterà una declinazione per aree della rete rilevante.

Terna disciplinerà un meccanismo di valorizzazione delle eventuali maggiori prestazioni che potranno essere rese dal singolo stoccaggio in termini di energia e/o potenza, in modo tale che, applicando criteri convenzionali, l'impegno contrattuale verso il sistema comprenderà anche le prestazioni aggiuntive.

Per quanto attiene alla formazione del prezzo nelle aste, potrà essere adottato il metodo *pay as bid* o il metodo del premio marginale e non si esclude a priori che in aste diverse possano essere applicati metodi di formazione del prezzo diversi.

Con riferimento agli obblighi di trasparenza in capo a Terna, si propone che quest'ultima:

- pubblichi la progressione temporale del fabbisogno di capacità di stoccaggio di cui all'art. 18 e i relativi aggiornamenti e, prima di trasmettere al Ministro la proposta di disciplina, sottoponga la stessa a consultazione pubblica;
- invii all'Autorità lo Studio e i suoi aggiornamenti entro termini predefiniti, previa consultazione e, a valle di ciascuna asta, pubblichi un rendiconto dettagliato sui relativi esiti.

Criteri e condizioni per l'utilizzo della capacità di stoccaggio nei mercati dell'energia

I prodotti di *time shifting* avranno a oggetto unità virtuali che rifletteranno le caratteristiche della capacità fisica di stoccaggio approvvigionata a termine da Terna e consentiranno a chi li acquista, a fronte del pagamento di un premio fisso, di ricevere un compenso proporzionale ai differenziali di prezzo sui mercati dell'energia tra i periodi

cui i medesimi prodotti si riferiscono. Terna assocerà a ciascun prodotto di *time shifting* una quota della potenza e dell'energia dell'insieme degli stoccaggi fisici – con medesime caratteristiche tecniche – contrattualizzati nella medesima zona in esito all'asta per l'approvvigionamento a termine. Detti prodotti potranno essere di durata pluriennale, annuale, mensile, settimanale e giornaliera.

La metodologia per la costruzione di differenti prodotti di *time shifting* sarà definita da Terna in modo da rendere stabili i diritti esercitabili dagli acquirenti dei citati prodotti e contenere il rischio di disallineamento, nei diversi periodi rilevanti, tra capacità delle risorse virtuali sottostanti ai prodotti di *time shifting* e capacità effettivamente disponibile delle risorse di stoccaggio contrattualizzate da Terna. Nella definizione dei diversi prodotti di *time shifting*, Terna terrà conto delle attese di disponibilità delle risorse contrattualizzate e delle eventuali esigenze di riservare una parte della capacità degli stoccaggi alla fornitura di specifici servizi sull'MSD.

Una volta costruiti i differenti prodotti di *time shifting* e definiti i relativi quantitativi, Terna ne darà comunicazione al GME, che, attraverso apposite procedure competitive organizzate nell'ambito di una piattaforma centralizzata, li renderà disponibili agli operatori di mercato con cadenze predefinite, coerenti con gli orizzonti temporali dei prodotti medesimi.

Il GME organizzerà un mercato primario per la negoziazione di diverse categorie di prodotti di *time shifting*, che si differenzieranno sotto il profilo della prestazione, del periodo di validità e della zona di riferimento. Nel citato mercato, per ciascuna categoria di prodotti, l'offerta sarà rappresentata dai volumi indicati da Terna e la domanda sarà liberamente espressa dagli operatori di mercato in possesso dei requisiti per la partecipazione allo stesso.

Nelle procedure concorsuali potrebbe essere applicato un sistema di premi minimi, decrescenti al ridursi dei periodi di validità dei prodotti negoziati, sino ad assumere un valore pari a zero nelle aste per i prodotti giornalieri, per tenere conto del fatto che è presumibile attendersi una minore domanda nelle aste per prodotti di maggiore durata.

I prodotti di *time shifting* potranno essere ceduti per il tramite di un mercato secondario gestito dal GME, assicurando che la cessione rispetti le condizioni stabilite dal regolamento per l'organizzazione e il funzionamento della piattaforma di cui all'art. 18, proposto dal GME e approvato dal Ministro, sentita l'Autorità (regolamento).

Il GME prevederà la suddivisione a cascata dei prodotti di *time shifting*, per preservarne la liquidità.

Potrebbero essere previsti vincoli alle quantità di prodotti di *time shifting* assegnabili a ciascun operatore di mercato, al fine di evitare la nascita di posizioni dominanti con fenomeni di accaparramento, che potrebbero distorcere il mercato, penalizzando soprattutto gli operatori particolarmente esposti a fenomeni di volatilità dei prezzi.

Per poter fruire della nuova piattaforma gestita dal GME, gli operatori di mercato, oltre a pagare un corrispettivo approvato dall'Autorità, in analogia a quanto attualmente previsto per la Piattaforma conti energia (PCE), dovranno prestare specifiche garanzie definite dal GME nell'ambito del regolamento.

I prodotti di *time shifting* saranno contratti che, a fronte del pagamento dei premi definiti in esito alle procedure di assegnazione, attribuiranno agli assegnatari i seguenti diritti e doveri:

- per il tramite di unità virtuali dedicate e nel rispetto del vincolo di energia del prodotto considerato, il diritto di offrire sui mercati dell'energia la potenza aggiudicata e di registrare contratti a termine bilaterali sulla PCE aventi a oggetto la medesima potenza;
- il diritto/dovere di regolare il controvalore derivante dalle accettazioni sui mercati dell'energia e il controvalore associato ai programmi bilaterali registrati sulla PCE, rispettivamente con il GME e con la controparte del contratto bilaterale.

Al fine di consentire il raccordo tra i programmi commerciali conseguenti all'esercizio dei prodotti di *time shifting* con i programmi fisici che Terna assegnerà a ciascun titolare delle risorse di stoccaggio, il GME istituirà e gestirà una piattaforma per la registrazione, in appositi conti, delle transazioni effettuate dalle unità virtuali in esito all'esercizio dei citati prodotti.

Criteri e condizioni per lo sviluppo da parte di Terna della capacità di stoccaggio elettrico

La realizzazione di capacità di stoccaggio da parte di Terna sarà limitata allo stretto necessario, così da sfruttare il contributo della concorrenza rispetto all'obiettivo di minimizzare gli oneri per i clienti finali. In caso di mancata copertura dell'intero fabbisogno oggetto di una procedura concorsuale:

- Terna trasmetterà una relazione al Ministro e all'Autorità sulle ragioni della carenza di offerte da parte di investitori terzi;
- a valle della ricezione della menzionata relazione, potrà essere richiesto a Terna di apportare modifiche alla disciplina, con l'obiettivo di creare le condizioni per un incremento della partecipazione in un'eventuale replica dell'asta, ferme restando le disposizioni del meccanismo volte a contrastare fenomeni di selezione avversa e azzardo morale;
- qualora il fabbisogno continui a risultare coperto soltanto parzialmente anche dopo l'eventuale ripetizione dell'asta, Terna trasmetterà al Ministro il piano di realizzazione diretta dei sistemi di accumulo previsto dall'art. 18, limitandolo al contingente che non è stato coperto in esito all'asta e rispettando il contenuto minimo descritto nel documento per la consultazione.

Per quanto concerne l'utilizzo degli stoccaggi realizzati direttamente da Terna, quest'ultima, una volta completata la fase di costruzione, porrà all'asta la gestione degli stessi, che sarà dunque svolta da un soggetto terzo. In generale, agli stoccaggi realizzati da Terna si applicheranno le disposizioni sopra descritte in tema di utilizzo sui mercati dell'energia e sull'MSD.

L'Autorità introdurrà un apposito corrispettivo per la remunerazione degli stoccaggi realizzati direttamente da Terna. I premi derivanti dalla vendita, agli operatori di mercato, dei prodotti di *time shifting* relativi agli stoccaggi realizzati direttamente da Terna saranno destinati alla riduzione dell'onere netto del meccanismo.

Corrispettivo a copertura dei costi del sistema di approvvigionamento e modalità per il monitoraggio degli effetti dello stesso

L'Autorità introdurrà un apposito corrispettivo, da applicare agli utenti del dispacciamento in prelievo. Nel documento per la consultazione sono descritti i criteri che si intendono adottare per la determinazione dell'onere netto da coprire mediante l'applicazione del corrispettivo e per la regolazione dello stesso.

Per quanto attiene al monitoraggio, si procederà a riformare la delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08 (TIMM), in maniera da adeguarla agli scopi e ai perimetri del regolamento (UE) 1227/2011 (REMIT) e della direttiva (UE) 944/2019.

Emergenza gas – Programma di massimizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati con combustibili diversi dal gas naturale

L'art. 5-*bis* del decreto legge 25 febbraio 2022, n. 14, convertito con modificazioni dalla legge 5 aprile 2022, n. 28, stabilisce, tra l'altro, che:

- le misure finalizzate all'aumento della disponibilità di gas e alla riduzione programmata dei consumi di gas previste dal Piano di emergenza del sistema italiano del gas naturale possano essere adottate a prescindere dalla dichiarazione del livello di emergenza, mediante provvedimenti e atti di indirizzo del Ministro (comma 1);
- in caso di adozione delle misure finalizzate a ridurre il consumo di gas naturale nel settore termoelettrico ai sensi del comma 1:
 - Terna predisponga un programma di massimizzazione dell'impiego degli impianti di generazione di energia elettrica con potenza termica nominale superiore a 300 MW che utilizzino carbone o olio combustibile in condizioni di regolare esercizio, per il periodo stimato di durata dell'emergenza, fermo restando il contributo degli impianti alimentati a energie rinnovabili;
 - Terna trasmetta, con periodicità settimanale, al Ministero della transizione ecologica (ora Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica) e all'Autorità, un programma di utilizzo dei predetti impianti ed effettui il dispacciamento degli stessi, nel rispetto dei vincoli di sicurezza della rete, in modo da massimizzare l'utilizzo;
 - l'Autorità definisca i corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori costi sostenuti dai citati impianti;
- il programma di massimizzazione possa comprendere l'utilizzo degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da bioliquidi sostenibili, prevedendo:
 - esclusivamente durante il periodo emergenziale e in deroga, anche l'alimentazione tramite combustibile convenzionale;
 - che la deroga sia concessa nell'ambito dei provvedimenti di cui al comma 1 esclusivamente qualora risulti che l'alimentazione a biocombustibili non sia economicamente sostenibile rispetto all'alimentazione a combustibile tradizionale e non consenta l'esercizio degli impianti, considerando la disponibilità e i prezzi dei biocombustibili e l'attuale livello degli incentivi;
 - che l'erogazione dei menzionati incentivi sia sospesa per il periodo emergenziale di alimentazione a combustibile tradizionale;
 - che l'Autorità definisca i corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori costi rispetto ai proventi derivanti dalla vendita di energia sul mercato elettrico, strettamente necessari per sostenere l'esercizio degli impianti nel periodo emergenziale ed effettivamente sostenuti a partire dalla data di entrata in vigore dei provvedimenti di cui al comma 1;
- sino all'adozione dei provvedimenti e degli atti di indirizzo di cui al comma 1, non sia riconosciuto alcun corrispettivo a reintegrazione degli eventuali maggiori costi di gestione e di stoccaggio sostenuti dagli impianti di produzione di energia elettrica del programma di massimizzazione.

Con l'atto di indirizzo 1° settembre 2022, il Ministro ha tra l'altro richiesto:

- a Terna di predisporre e avviare il programma di massimizzazione, prevedendo che lo stesso comprenda anche il mantenimento in condizioni di esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da bioliquidi sostenibili;
- all'Autorità di definire le modalità di partecipazione al mercato degli impianti inclusi nel programma di massimizzazione (impianti interessati), nel rispetto dei vincoli di rete, in modo da massimizzarne l'utilizzo e definendo il regime dei corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori costi sostenuti, compresi i costi di gestione e di stoccaggio dei combustibili.

Con la delibera 13 settembre 2022, 430/2022/R/eel, l'Autorità, ai sensi del combinato disposto dell'art. 5-*bis* del decreto legge n. 14/2022 e dell'atto di indirizzo, ha definito, con urgenza, i criteri per la formulazione delle offerte sul mercato elettrico e per la remunerazione in relazione agli impianti interessati, al fine di contribuire a creare le condizioni per un tempestivo avvio del programma di massimizzazione. La suddetta delibera stabilisce che:

- con riferimento alle quantità indicate da Terna per la massimizzazione dell'utilizzo degli impianti interessati non assoggettati ad alcun regime di essenzialità (impianti interessati non essenziali), le offerte sul mercato elettrico siano formulate secondo quanto previsto, nel caso di quantità indispensabili per la sicurezza del sistema, dal regime ordinario di essenzialità, al fine di evitare che gli utenti del dispacciamento possano esercitare potere di mercato e di assicurare detta massimizzazione nel rispetto dei vincoli di sicurezza definiti da Terna, e, ove possibile, sin dai mercati dell'energia, così da contenere le movimentazioni sull'MSD;
- Terna avvii il processo per la determinazione del costo variabile riconosciuto di ciascuna unità di produzione degli impianti interessati non essenziali, in modo tale da potere applicare le regole di offerta del regime ordinario di essenzialità e creare le condizioni per il calcolo dei costi dei medesimi impianti, ivi inclusi quelli alimentati con bioliquidi;
- per quanto attiene al periodo di applicazione del programma di massimizzazione, siano remunerati gli impianti interessati non essenziali secondo le disposizioni del regime ordinario di essenzialità, con alcuni adattamenti volti a fare in modo che, ai sensi del combinato disposto dell'art. 5-*bis* del decreto legge n. 14/2022 e dell'atto di indirizzo, gli utenti del dispacciamento degli impianti interessati non essenziali possano richiedere, dopo il termine del periodo di massimizzazione e a predefinite condizioni, la reintegrazione di costi fissi del medesimo impianto;
- nel caso degli impianti interessati che sono anche impianti essenziali soggetti al regime di reintegrazione, si continuino ad applicare le disposizioni del citato regime anche nel periodo di massimizzazione, equiparando le quantità indicate da Terna per la massimizzazione dell'utilizzo a quantità per cui gli impianti sono considerati singolarmente essenziali per la sicurezza del sistema; per quanto attiene agli impianti interessati che sono anche impianti essenziali soggetti al regime ordinario di cui all'art. 64 della delibera 111/06, si applichi, nel periodo di massimizzazione, il regime di remunerazione previsto per gli impianti interessati non essenziali, dato che il regime ordinario di essenzialità non garantisce la reintegrazione degli eventuali maggiori oneri sostenuti; con riferimento agli impianti interessati che sono anche impianti essenziali soggetti al regime contrattuale di cui all'art. 65-*bis* della delibera 111/06, si sospenda l'applicazione del citato regime contrattuale nel periodo di massimizzazione, sostituendolo con il regime di offerta e remunerazione previsto per gli impianti interessati non essenziali;
- Terna pubblichi l'elenco degli impianti interessati e la data di decorrenza dell'applicazione del programma di massimizzazione.

Il programma di massimizzazione è stato avviato il 19 settembre 2022 per gli impianti rilevanti alimentati a carbone, a olio combustibile e a bioliquidi sostenibili. Il novero di tali impianti è composto dagli impianti Monfalcone e San Filippo del Mela di A2A, Biopower Sardegna di Alperia Trading, Sfir Raffineria di Brindisi di Alpiq Energia Italia, Dister Cogenerazione, Everfalesia e Guarcino di Axpo Italia, Biogen Chivasso e Sant'Andrea Energia Pulita di DXT Commodities, Unigrà Conselice di Edison, Brindisi Sud, Fusina, Sulcis e Torrevaldaliga Nord di Enel Produzione, Fiumesanto di EP Produzione, Acerra di Fri-El Trading, Iges e Powerflor di Ital Green Energy e Termoelettrica Tecnoparco Valbasento di Veos.

Con le delibere 15 novembre 2022, 575/2022/R/eel, e 20 dicembre 2022, 701/2022/R/eel, l'Autorità, rispetto agli impianti rilevanti del programma di massimizzazione diversi da quelli soggetti ai regimi di essenzialità ex delibera 111/06, ha adottato disposizioni in merito ai parametri tecnico-economici per il calcolo del costo variabile riconosciuto delle relative unità di produzione.

La delibera 430/2022/R/eel ha trovato applicazione per le unità di produzione rilevanti.

Tuttavia, il programma di massimizzazione della produzione al fine di ridurre i consumi di gas naturale, derivante dall'art. 5-bis del decreto legge n. 14/2022, riguarda anche gli impianti di produzione non rilevanti alimentati da bioliquidi sostenibili.

Per essi, tenendo conto della taglia e della numerosità, l'Autorità ha definito soluzioni semplificate, non prevedendo disposizioni ulteriori a quelle già previste dalla deliberazione 111/06 in merito alle modalità di partecipazione al mercato degli impianti di produzione non rilevanti alimentati da bioliquidi sostenibili.

Con la delibera 27 dicembre 2022, 725/2022/R/eel, è stato anche definito un percorso in più fasi per la loro remunerazione:

- viene subito delineata la soluzione semplificata da adottare tempestivamente, che prevede una remunerazione forfetaria, eventualmente per classi di impianti di produzione individuate in funzione del combustibile utilizzato durante il periodo di massimizzazione, tramite lo strumento dei "prezzi minimi garantiti";
- viene contestualmente avviato un procedimento per la quantificazione di tale remunerazione, nonché per la definizione delle relative modalità e tempistiche di erogazione (ivi inclusi acconti e conguagli), dando la possibilità ai soggetti interessati di rendere tempestivamente disponibili dati di costo o elementi utili allo scopo.

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, regolato dalla delibera 111/06, possono richiedere, con cadenza annuale, un corrispettivo a reintegrazione dei costi netti di generazione per ciascuno dei citati impianti. Detto corrispettivo è pari alla differenza tra i costi di produzione riconosciuti all'impianto ammesso a reintegrazione dei costi e i ricavi allo stesso riconducibili con

riferimento al periodo rispetto al quale l'impianto è inserito nell'elenco degli impianti essenziali. Secondo quanto previsto dal comma 63.12 della delibera 111/06, l'utente del dispacciamento riceve da Terna il corrispettivo nell'ipotesi che assuma un valore positivo, mentre lo paga a Terna nell'ipotesi che il relativo importo sia negativo.

Nell'anno 2022, l'Autorità ha definito l'importo del corrispettivo di reintegrazione in relazione agli impianti Brindisi Sud (delibera 24 maggio 2022, 223/2022/R/eel), Porto Empedocle (delibera 31 maggio 2022, 237/2022/R/eel), Assemini (delibera 21 giugno 2022, 267/2022/R/eel) e Portoferraio (delibera 12 luglio 2022, 319/2022/R/eel) di Enel Produzione, con riferimento all'anno 2018.

L'Autorità ha stabilito l'importo del corrispettivo tenendo conto delle relazioni di Terna in merito agli esiti delle verifiche sulla conformità del margine di contribuzione riportato nelle istanze di reintegrazione alla disciplina sull'essenzialità. In particolare, in relazione all'impianto Assemini, l'Autorità ha ritenuto opportuno che Enel Produzione fornisca anche per gli anni successivi al 2018 i dati necessari per la valorizzazione dell'acquisto dell'energia elettrica necessaria per la fornitura di uno dei servizi richiesti all'impianto Assemini e che Terna estenda su questi dati le proprie verifiche di cui al comma 65.4 della delibera 111/06.

Acconti sui corrispettivi di reintegro

Al fine di limitare l'esposizione finanziaria degli utenti del dispacciamento titolari di impianti ammessi al regime di reintegrazione, derivante dalla 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 2020, in relazione agli impianti Montemartini di Acea Energia (delibera 8 febbraio 2022, 42/2022/R/eel) e Biopower Sardegna di Alperia Trading (delibera 8 febbraio 2022, 43/2022/R/eel);
- per l'anno 2021, rispetto agli impianti Sarlux (delibera 27 luglio 2022, 362/2022/R/eel) di Axpo Italia, Assemini (delibere 12 aprile 2022, 172/2022/R/eel, e 6 dicembre 2022, 659/2022/R/eel), Brindisi Sud (delibera 22 febbraio 2022, 67/2022/R/eel), Porto Empedocle (delibere 29 marzo 2022, 131/2022/R/eel, e 6 dicembre 2022, 658/2022/R/eel), Portoferraio (delibera 6 dicembre 2022, 660/2022/R/eel) e Sulcis (delibere 1° marzo 2022, 76/2022/R/eel, e 6 dicembre 2022, 656/2022/R/eel) di Enel Produzione e Centrale elettrica di Capri (delibera 8 marzo 2022, 92/2022/R/eel) di SIPPIC;
- per l'anno 2022, relativamente agli impianti San Filippo del Mela 220kV di A2A Energiefuture (delibera 6 dicembre 2022, 667/2022/R/eel), Assemini (delibera 6 dicembre 2022, 666/2022/R/eel), Porto Empedocle (delibera 6 dicembre 2022, 665/2022/R/eel) e Sulcis (delibera 6 dicembre 2022, 664/2022/R/eel) di Enel Produzione.

Inoltre, per quanto attiene all'anno 2021, per consentire a Terna di acquisire risorse che possono contribuire a compensare almeno parzialmente le partite di segno negativo connesse all'applicazione del regime di reintegrazione agli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, l'Autorità ha disposto il versamento di acconti del corrispettivo dall'utente del dispacciamento a Terna rispetto ai seguenti impianti: San Filippo del Mela 220kV (delibera 6 dicembre 2022, 661/2022/R/eel) di A2A Energiefuture, Sarlux (6 dicembre 2022, 662/2022/R/eel) di Axpo Italia, Brindisi Sud (delibera 6 dicembre 2022, 657/2022/R/eel) di Enel Produzione e Fiumesanto (delibera 6 dicembre 2022, 663/2022/R/eel) di EP Produzione.

Ammissione al regime di reintegrazione dei costi

L'Autorità ha ammesso al regime di reintegrazione dei costi ex delibera 111/06 per l'anno 2023 gli impianti essenziali Biopower Sardegna (delibera 27 dicembre 2022, 726/2022/R/eel) di Alperia Trading, Sarlux (delibera 29 dicembre 2022, 740/2022/R/eel) di Axpo Italia, San Filippo del Mela 220kV (delibera 29 dicembre 2022, 741/2022/R/eel) di A2A Energiefuture e Assemini, Portoferraio e Sulcis (delibera 29 dicembre 2022, 742/2022/R/eel) di Enel Produzione.

Inoltre, con la delibera 12 aprile 2022, 173/2022/R/eel, l'Autorità ha accolto l'istanza di ammissione alla reintegrazione dei costi dell'impianto essenziale Montemartini di Acea Energia per l'anno 2024, anticipando le valutazioni circa l'essenzialità dell'impianto per il menzionato anno e il suo assoggettamento al regime di reintegrazione. A tal proposito, come evidenziato dall'utente del dispacciamento, occorre realizzare investimenti di adeguamento dell'impianto entro un termine definito, al fine di garantire il rispetto dei vincoli di natura ambientale previsti dall'anno 2024 e il funzionamento in efficienza e in sicurezza dell'impianto medesimo. Ciò ha reso necessaria l'adozione anticipata delle decisioni su detti investimenti e sulla relativa programmazione in tempi adeguati, anche in funzione dell'utilità dell'impianto per il sistema elettrico nel periodo successivo all'anno 2023.

Regime ordinario e regime di reintegrazione

Se un impianto essenziale è soggetto al regime ordinario, Terna riconosce al relativo utente del dispacciamento un corrispettivo pari alla differenza, se positiva, tra il costo variabile di ciascuna unità di produzione dell'impianto 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 eroghi, se positivo, o riceva, se negativo, un corrispettivo pari alla differenza tra i costi di produzione dell'impianto considerato e i ricavi dallo stesso conseguiti.

In relazione all'impianto Rosen 132kV, ammesso al regime di reintegrazione dei costi per il periodo dal 15 maggio al 31 dicembre 2017, l'Autorità, con la delibera 19 luglio 2022, 340/2022/R/eel, ha approvato l'istanza presentata da Engie Italia in merito alla metodologia per la valorizzazione degli standard tecnico-economici per il calcolo del costo variabile riconosciuto dell'impianto, limitatamente al mese di dicembre 2017, al fine di considerare che l'operatività dell'impianto nel citato mese è stata influenzata dalle prove, previste dalla normativa di riferimento, per l'avvio di una nuova configurazione dello stesso.

Per quanto concerne l'impianto Iges, ammesso al regime ordinario per l'anno 2021, l'Autorità, con la delibera 27 luglio 2022, 363/2022/R/eel, e a valere dal mese di maggio 2021, ha accolto l'istanza avanzata da Ital Green Energy relativamente alla definizione dei parametri tecnico-economici per due ulteriori combustibili rispetto a quello precedentemente approvato, alla luce delle difficoltà di approvvigionamento riscontrate per quest'ultimo.

Con la delibera 27 settembre 2022, 452/2022/R/eel, a decorrere dal giorno 1° ottobre 2022, l'Autorità ha apportato modifiche e integrazioni urgenti alla metodologia di valorizzazione del gas naturale nell'ambito della disciplina sulle risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, a seguito dell'adozione della delibera 374/2022/R/gas, in materia di condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela.

La regolazione sulle risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, di cui alla delibera 111/06, è stata integrata e modificata con le delibere 25 ottobre 2022, 532/2022/R/eel, e 22 novembre 2022, 604/2022/R/eel, per:

- disciplinare gli aspetti descritti nel documento 5 luglio 2022, 303/2022/R/eel, in relazione al tasso di remunerazione del capitale investito e alle immobilizzazioni soggette ad ammortamento accelerato nel regime di reintegrazione;
- specificare le disposizioni attinenti alle istanze di ammissione al regime di reintegrazione per un periodo pluriennale, chiarendo, tra l'altro, che l'accoglimento delle stesse rileva ai fini dell'esenzione dalla presentazione di ulteriori istanze di ammissione per il periodo medesimo, ma non esclude che il provvedimento di ammissione possa essere oggetto di revoca, al fine anche di tenere conto dell'evoluzione delle condizioni di essenzialità relative all'impianto considerato;
- introdurre nei regimi ordinario e di reintegrazione norme specifiche sulla formulazione e valorizzazione delle offerte nell'eventuale fase preliminare al mercato del giorno prima, di cui alla delibera 23 novembre 2021, 517/2021/R/eel, e al Codice di rete.

In particolare, per quanto attiene al tasso di remunerazione applicato nel regime di reintegrazione, l'Autorità ha adottato previsioni tese a rendere il citato tasso coerente con quelli dei servizi infrastrutturali, definiti per il periodo regolatorio 2022-2027 con la delibera 23 dicembre 2021, 614/2021/R/com. A tal fine, è stato stabilito che il tasso di remunerazione applicato agli impianti essenziali in regime di reintegrazione sia determinato con la metodologia di cui alla sopra citata delibera, con efficacia a decorrere dall'anno 2023 incluso e con alcuni adattamenti volti, tra l'altro, a considerare la cadenza annuale dell'aggiornamento e dell'applicazione della disciplina sull'essenzialità e l'esigenza degli utenti di impianti essenziali per un dato anno t di conoscere il tasso di remunerazione prima dei termini dell'anno $t-1$ entro cui sono tenuti a esprimersi in merito al regime di essenzialità che sarà applicato alle proprie risorse essenziali.

In relazione alle immobilizzazioni soggette ad ammortamento accelerato, la versione integrata della delibera 111/06 prevede, tra l'altro, che:

- qualora, al termine di applicazione del regime di reintegrazione a un dato impianto, una o più delle relative immobilizzazioni soggette ad ammortamento accelerato nel regime non siano già state interamente ammortizzate ai fini della redazione del bilancio civilistico, l'utente del dispacciamento paghi a Terna, per ogni anno di un predefinito periodo temporale, un importo determinato dall'Autorità, in modo tale che lo stesso utente, che, nel regime di reintegrazione, ha beneficiato di un ammortamento di immobilizzazioni più rapido di quello applicato ai fini civilistici e, quindi, di un incremento del corrispettivo di reintegrazione, restituisca al sistema il valore residuo di ciascuna immobilizzazione soggetta ad ammortamento accelerato, con una gradualità coerente con la parte del periodo di ammortamento civilistico che supera il periodo di assoggettamento al medesimo regime;
- siano applicate disposizioni finalizzate a evitare che, in relazione all'immobilizzazione soggetta ad ammortamento accelerato nel regime di reintegrazione, l'utente del dispacciamento possa sottrarsi al pagamento del valore residuo della medesima immobilizzazione, mediante la dimissione della stessa prima del termine di applicazione del regime di reintegrazione;
- l'utente del dispacciamento possa – a certe condizioni – richiedere un rimborso degli importi versati, nel caso in cui l'impianto di riferimento non generi flussi di cassa sufficienti a coprire il valore complessivo dei citati importi.

Il quadro regolatorio generale per l'anno 2023, relativamente al regime ordinario e al regime di reintegrazione, è stato completato con le delibere 25 ottobre 2022, 532/2022/R/eel, e 29 novembre 2022, 626/2022/R/eel, adottando, tra l'altro, norme specifiche sugli standard tecnico-economici delle categorie tecnologia-combustibile delle unità di produzione termoelettriche, sugli sbilanciamenti e sulle quote di emissione. L'Autorità, anche sulla base delle proposte presentate da Terna, ha stabilito i valori di alcuni elementi costitutivi del costo variabile riconosciuto delle unità degli impianti inclusi nell'elenco degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico per l'anno 2023, vale a dire San Filippo del Mela 220kV di A2A Energiefuture, Montemartini di Acea Energia, Biopower Sardegna di Alperia Trading, Porcari e Sarlux di Axpo Italia, Assemini, Porto Empedocle, Portoferraio e Sulcis di Enel Produzione, Fiumesanto di EP Produzione, Iges di Ital Green Energy e Centrale elettrica di Capri di SIPPIC.

I parametri del costo variabile riconosciuto per l'anno 2023 sono stati altresì oggetto delle delibere 726/2022/R/eel e 740/2022/R/eel, con le quali l'Autorità si è espressa in merito a specifiche istanze formulate, rispettivamente, da Alperia Trading per l'impianto Biopower Sardegna e da Axpo Italia per l'impianto Sarlux.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regime alternativo

Il regime alternativo di essenzialità, disciplinato dall'art. 65-*bis* della delibera 111/06, è caratterizzato, tra l'altro, dalla stipula di un contratto tra Terna e l'utente titolare di capacità essenziale che opta per detto regime.

Tenendo conto delle informazioni fornite da Terna, l'Autorità ha definito i valori dei parametri tecnico-economici per l'applicazione del regime alternativo alla capacità essenziale per l'anno 2023 nella disponibilità di A2A Energiefuture, CVA Energie, Enel Produzione, EP Produzione e Iren Energia (delibera 25 ottobre 2022, 531/2022/R/eel).

Quest'ultimo provvedimento ha altresì integrato il regime alternativo, introducendo alcuni obblighi in capo agli utenti del dispacciamento interessati in relazione alle offerte nell'eventuale fase preliminare al mercato del giorno prima, in modo tale da contenere il rischio che gli utenti del dispacciamento titolari di risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico assoggettate al regime alternativo possano esercitare potere di mercato nei confronti di Terna nella suddetta fase e da evitare di attenuare gli effetti delle norme del Codice di rete volte a indurre l'utente del dispacciamento a rendere effettivamente disponibili le quantità accettate nella fase medesima.

In seguito, con la delibera 22 novembre 2022, 608/2022/R/eel, l'Autorità ha apportato alcune modifiche alla delibera 531/2022/R/eel, rispetto alla capacità essenziale di Enel Produzione, per considerare la sua scelta di aderire al menzionato regime per quantità parziali.

Alla luce delle adesioni al regime alternativo espresse dagli utenti del dispacciamento titolari di capacità essenziale (CVA Energie, Enel Produzione, EP Produzione e Iren Energia), l'Autorità, con la delibera 20 dicembre 2022, 699/2022/R/eel, ha approvato gli schemi contrattuali per l'applicazione del citato regime nell'anno 2023.

Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

L'Autorità, con delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08, ha adottato il "Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento" (TIMM) al fine di rafforzare la propria funzione di monitoraggio dei mercati elettrici.

Il TIMM, tra le altre cose, prevede che il Gestore dei mercati energetici e il TSO (Terna) inviino annualmente per approvazione all'Autorità il consuntivo dei costi sostenuti per le attività di monitoraggio svolte nell'anno precedente nonché il preventivo dei costi attesi per l'anno successivo.

In linea con le suddette disposizioni, con la delibera 10 maggio 2022, 205/2022/R/com, sono stati approvati, tra l'altro, i costi a consuntivo sostenuti dal GME nel 2021 per l'attività di monitoraggio del mercato elettrico mentre, con la delibera 22 novembre 2022, 605/2022/R/com, sono stati approvati i costi a preventivo per l'anno 2023.

Con la delibera 27 dicembre 2022, 728/2022/R/eel, sono stati approvati sia i costi a consuntivo sostenuti da Terna nel 2021 per l'attività di monitoraggio del Mercato per il servizio di dispacciamento sia i costi a preventivo in relazione all'attività prevista per l'anno 2023.

Regolazione *output-based* dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica

Incentivazione alla realizzazione di nuova capacità di trasporto e promozione dell'efficienza dei costi di investimento

L'allegato A alla delibera 27 dicembre 2019, 567/2019/R/eel, "Testo integrato della regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica" per il semiperiodo di regolazione 2020-2023 (di seguito: regolazione *output-based* della trasmissione), prevede un meccanismo incentivante per la realizzazione di capacità di trasporto addizionale fino a valori di capacità di trasporto obiettivo che sono stati determinati dall'Autorità con la delibera 26 ottobre 2021, 446/2021/R/eel, per ciascuna sezione tra zone di rete e per ciascun confine. Inoltre, la regolazione prevede un premio addizionale in caso di realizzazione della suddetta capacità di trasporto a costi di investimento inferiori ai costi di riferimento definiti dall'Autorità.

A decorrere dal 1° gennaio 2021, Terna ha reso disponibili i seguenti incrementi di capacità tra sezioni della rete:

- Nord – Centro-Nord: 400 MW in entrambe le direzioni;
- Centro-Nord – Centro-Sud: 400 MW in entrambe le direzioni;
- da Sud a Centro-Sud: 250 MW;
- da Calabria a Sicilia: 400 MW.

Gli incrementi di capacità sono stati resi disponibili grazie a una serie di interventi a bassa intensità di capitale (c.d. "capital light"), basati su soluzioni tecnologiche innovative e sull'ottimizzazione di procedure operative di esercizio:

- potenziamento del Sistema di difesa, ottenuto attraverso l'asservimento di un maggior numero di unità di produzione da fonti rinnovabili alle logiche di telescatto, l'installazione di nuove unità periferiche di monitoraggio e/o l'adeguamento delle unità esistenti e il ricorso a nuove logiche per il controllo della stabilità;
- installazione di sistemi *Dynamic Thermal Rating* su rete 400/220/150 kV per massimizzare l'utilizzo delle direttrici di trasporto principali, migliorando al contempo la stima in tempo reale della portata in corrente massima effettiva, nel rispetto dei vincoli di sicurezza;
- risoluzione mirata dei limiti di portata per quegli elementi di rete che fungono da "collo di bottiglia" nel transito dei flussi di energia o per i quali erano presenti interferenze con altre linee.

A seguito di istruttoria sui risultati presentati da Terna, con la delibera 25 gennaio 2022, 23/2022/R/eel, sono stati determinati per l'anno 2020:

- il premio pari a 103,6 milioni di euro per la realizzazione di capacità di trasporto addizionale;
- il premio pari a 40 milioni di euro per l'efficienza nei costi di investimento.

Promozione dell'unificazione della rete di trasmissione nazionale

Con la regolazione *output-based* della trasmissione l'Autorità ha introdotto, a partire dal 2020, un meccanismo incentivante la promozione dell'unificazione della rete di trasmissione nazionale. Gli effetti del meccanismo incentivante, introdotto dall'Autorità per promuovere la completa unificazione della rete di trasmissione nazionale (RTN) prevista dalla legge, sono terminati il 31 dicembre 2022.

Nel periodo di incentivazione 2020-2022, il meccanismo introdotto ha portato all'acquisizione di cinque porzioni RTN delle sei potenzialmente oggetto di premialità (quattro titolari RTN e due *merchant line* senza obbligo di cessione a Terna a fine esenzione). La tavola 3.1 riporta il quadro di sintesi delle acquisizioni e dei relativi premi.

TAV. 3.1 Quadro di sintesi delle acquisizioni e dei relativi premi per l'unificazione della rete di trasmissione nazionale

MERCHANT LINE/TITOLARE RTN	DATA ACQUISIZIONE	PREMIO %	PREMIO (EURO)
Arvedi Trasmissione	31 maggio 2021	6%	570.613
Tirano (IT) – Campocologno (CH)	25 giugno 2021	6%	993.421
Megareti	28 dicembre 2021	4%	853.178
Mendrisio (CH) – Cagno (IT)	28 ottobre 2022	6%	563.991
Edyna Transmission	29 dicembre 2022	2%	256.840
TOTALE			3.238.043

Fonte: ARERA

Rimane un titolare RTN diverso dalle società del gruppo Terna. È Brulli Trasmissione (ex Brulli Service), che ha acquisito a marzo 2022 la quota di maggioranza (67%) di A2A nella società SEASM (ex titolare RTN). Brulli Tra-

smissione è proprietaria della stazione elettrica di Voghera 380 kV (singola sbarra, con tre stalli), che era entrata in esercizio nel 2004 a valle di una procedura di confronto concorrenziale.

Durante il 2022:

- con la delibera 25 gennaio 2022, 25/2022/R/eel, è stato determinato il premio in relazione all'acquisizione della porzione di rete di Megareti;
- con la delibera 29 novembre 2022, 621/2022/R/eel, è stato determinato il premio in relazione all'acquisizione della porzione di rete di Nord Energia (*merchant line* "Cagno (Italia) – Mendrisio (Svizzera)").

Altri aspetti di qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

La regolazione dell'Autorità 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 di riferimento (ENSR), calcolato su base nazionale.

Con la delibera 29 novembre 2022, 623/2022/R/eel, si è concluso il procedimento per la determinazione, per l'anno 2021, dei premi e delle penalità relativi all'indicatore ENSR e sono stati erogati a Terna premi pari a 18,6 milioni di euro in relazione al miglioramento dell'ENSR, che è risultata pari a 354 MWh/anno rispetto a un livello obiettivo di 820 MWh/anno.

Con la medesima delibera è stato disposto il reintegro di 2,7 milioni di euro a Terna in relazione ai versamenti effettuati da Terna alle imprese distributrici, per l'anno 2021, pari a 5,7 milioni di euro, per i servizi di mitigazione (controalimentazione della rete di distribuzione di energia elettrica effettuata dalle imprese distributrici per guasti sulla rete di trasmissione nazionale). Tale reintegro è dovuto all'applicazione del tetto a tali versamenti nella sua misura minima (3 milioni di euro), poiché nel corso del 2021 non ci sono stati potenziali incidenti rilevanti, ossia potenziali disalimentazioni di almeno 250 MWh di carico al lordo degli interventi di mitigazione delle imprese distributrici, di responsabilità di Terna, che hanno l'effetto di innalzare il tetto annuale ai versamenti di Terna.

Resilienza del sistema di trasmissione dell'energia elettrica

Con la delibera 18 gennaio 2022, 9/2022/R/eel, l'Autorità:

- ha verificato positivamente la "Metodologia per il calcolo dell'incremento della resilienza della rete di trasmissione nazionale" proposta da Terna, a seguito di attività svolte in collaborazione con Ricerca sul sistema energetico – RSE (nuovo Allegato A.76 del Codice di rete di Terna);
- ha aggiornato la delibera 627/2016/R/eel, "Requisiti minimi per la predisposizione del piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale", eliminando il beneficio monetizzato relativo all'incremento della resilienza del sistema a fronte di impatti di eventi estremi (B13), mantenendo solo l'indicatore di impatto I13, quantificato ma non monetizzato, per le incertezze intrinsecamente collegate alle analisi della resilienza, significativamente maggiori rispetto a quelle degli altri benefici;
- ha ritenuto vincolanti gli impegni espressi da Terna, a seguito della consultazione della metodologia, in relazione all'estensione della metodologia ai fenomeni di dissesto idrogeologico, al coordinamento e alla con-

divisione dei dati e dei risultati a supporto delle analisi della resilienza e della definizione dei rispettivi piani da parte delle imprese distributrici e alla presentazione dell'efficacia dell'azione mitigativa dei dispositivi antirotazionali.

Regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Con la delibera 29 novembre 2022, 622/2022/R/eel, si è concluso il procedimento per la determinazione, per l'anno 2021, 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, a fronte dei risultati di continuità del servizio presentati nel Volume 1 di questa *Relazione Annuale*, sono stati erogati 30,8 milioni di euro di premi netti, così ripartiti:

- premi netti pari a 11,1 milioni di euro per la durata delle interruzioni senza preavviso lunghe (durata superiore a 3 minuti), come saldo fra 15,8 milioni di euro di premi e 4,7 milioni di euro di penalità;
- premi netti pari a 19,7 milioni di euro per il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (durata compresa tra 1 secondo e 3 minuti), come saldo fra 36,9 milioni di euro di premi e 17,2 milioni di euro di penalità.

Con riferimento ai dati di continuità del servizio elettrico del 2021, l'Autorità ha pubblicato, contestualmente alla delibera 622/2022/R/eel, la decima graduatoria delle imprese di distribuzione di energia elettrica relativa al numero e alla durata delle interruzioni. Ai fini di una migliore confrontabilità fra le imprese, è stato introdotto un Indice sintetico di durata e numero delle interruzioni che attribuisce il medesimo peso alla durata e al numero delle interruzioni e ha valore pari a 10 come media nazionale: un valore inferiore a 10 indica una prestazione migliore della media nazionale, mentre un valore superiore a 10 indica una prestazione peggiore; oltre a tale indice sono stati pubblicati la durata annua media di interruzioni per le interruzioni senza preavviso lunghe e il numero medio delle interruzioni per le interruzioni senza preavviso lunghe e brevi.

Qualità della tensione sulle reti in media tensione

L'Autorità ha pubblicato, contestualmente alla delibera 29 novembre 2022, 622/2022/R/eel, per la seconda volta, le informazioni relative alla qualità della tensione sulle reti in media tensione, con particolare riferimento alla numerosità dei buchi di tensione severi con origine sulle reti in media tensione (MT), per qualsiasi causa. Un buco di tensione è un abbassamento repentino della tensione di esercizio, seguito dal rapido ripristino della tensione. I buchi di tensione sono caratterizzati dalla tensione residua (solitamente espressa in % della tensione di esercizio) e dalla durata (normalmente espressa in millisecondi).

I dati si riferiscono a tutte le imprese distributrici connesse in alta tensione e proprietarie di almeno una sbarra MT di distribuzione in cabina primaria, tenute a monitorare la qualità della tensione sulla propria rete in media tensione secondo la classificazione di cui alla norma CEI EN 50160. L'indicatore del livello di qualità della tensione è il numero medio di buchi di tensione "severi" per utente MT, intesi come i buchi di tensione con origine sulle reti in media tensione più significativi in termini di impatto sugli utenti (con durata superiore e tensione residua inferiore ai limiti individuati dall'Autorità).

Resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica

Nel corso del 2021, nove imprese distributrici (Areti, Azienda Elettrica Reti, e-distribuzione, Edyna, Ireti, Megareti, Set Distribuzione, Unareti e V-Reti) hanno completato 400 interventi di incremento della resilienza delle reti di distribuzione, con un investimento complessivo pari a circa 288 milioni di euro. Nel primo triennio di applicazione della regolazione incentivante (2019-2021), sono stati implementati 872 interventi totali, per un investimento complessivo di circa 505 milioni di euro.

Con la delibera 27 dicembre 2022, 722/2022/R/eel, sono stati determinati i premi per sette imprese distributrici (Areti, e-distribuzione, Edyna, Ireti, Set Distribuzione, Unareti e V-Reti), complessivamente pari a 14,9 milioni di euro, relativi agli interventi di incremento della resilienza del servizio di distribuzione dell'energia elettrica completati nel 2021.

Con la delibera 28 giugno 2022, 283/2022/R/eel, è stato fissato al 30 settembre 2022 il termine entro cui le imprese distributrici inviano all'Autorità gli elenchi relativi a nuovi interventi per l'incremento della resilienza delle reti elettriche di distribuzione, al fine di evitare sovrapposizioni di attività tra l'ammissione al meccanismo incentivante per la resilienza e la possibile ammissione di interventi (finalizzati a migliorare la resilienza della rete elettrica di distribuzione a eventi meteorologici estremi) al finanziamento con contributi pubblici nell'ambito del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR).

Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

Tariffe per il servizio di trasmissione

Con riferimento al servizio di trasmissione, con la delibera 27 dicembre 2022, 719/2022/R/eel, sono stati determinati i costi riconosciuti al gestore del servizio di trasmissione e le tariffe per il servizio di trasmissione applicate ai clienti finali ("tariffe obbligatorie") per l'anno 2023.

Tariffe per i servizi di distribuzione e misura

In continuità con gli anni precedenti, 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 distributtrice.

Coerentemente con il quadro normativo sopra richiamato, con riferimento alle imprese che servono almeno 25.000 punti di prelievo, con la delibera 5 aprile 2022, 153/2022/R/eel, sono state determinate in via definitiva le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura per l'anno 2021, mentre con la delibera 3 maggio 2022, 193/2022/R/eel, sono state determinate in via provvisoria le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura per l'anno 2022.

Con delibera 19 luglio 2022, 332/2022/R/eel, sono state rideterminate le tariffe di riferimento definitive per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica per l'anno 2017 per alcune imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo.

Con le delibere 27 dicembre 2022, 720/2022/R/eel e 721/2022/R/eel, sono state determinate le tariffe per i servizi di distribuzione e misura applicate ai clienti finali ("tariffe obbligatorie") per l'anno 2023.

A solo titolo informativo, la tavola 3.2 riporta per tipologie contrattuali nell'anno 2022 l'allocazione dei gettiti degli oneri di rete, distinti per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura.

TAV. 3.2 Distribuzione fissa/variabile degli oneri di rete (tariffe per trasmissione, distribuzione e misura)

TIPOLOGIE	TRAS		DIS		MIS		UC3+UC6		SERVIZI DI RETE					TOT
	M€	%	M€	%	M€	%	M€	%	M€	%	% PER PP	% PER KW	% PER KWH	
Totale domestici	451	24,1%	2.076	46,9%	490	61,6%	55	28,8%	3.072	42,2%	18,9%	64,6%	16,5%	100,0%
Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	32	1,7%	49	1,1%	43	5,3%	29	14,9%	152	2,1%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%
Clienti non domestici di bassa tensione (esclusa illuminazione pubblica)	508	27,2%	1.540	34,8%	130	16,3%	62	32,4%	2.240	30,8%	7,2%	65,7%	27,1%	100,0%
Clienti di media tensione (esclusa illuminazione pubblica)	661	35,3%	737	16,7%	16	2,0%	9	4,8%	1.423	19,5%	3,9%	46,2%	49,9%	100,0%
Clienti di alta e altissima tensione (incluso consumi trazione ferroviaria)	217	11,6%	23	0,5%	117	14,7%	37	19,1%	394	5,4%	34,4%	48,9%	16,7%	100,0%
Totale non domestici	1.418	75,9%	2.349	53,1%	306	38,4%	136	71,2%	4.210	57,8%	8,3%	55,2%	36,5%	100,0%
TOTALE	1.870	100,0%	4.425	100,0%	795	100,0%	192	100,0%	7.282	100,0%	12,7%	58,5%	28,8%	100,0%

Fonte: ARERA.

Altre attività relative al servizio di misura

Per le imprese con oltre 100.000 punti di prelievo è proseguito il riconoscimento dei costi legati alla messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G, regolato per il periodo 2020-2022 dalla delibera 16 luglio 2019, 306/2019/R/eel.

In particolare, sono state valutate le richieste di ammissione al regime incentivante e il Piano di messa in servizio dello *smart metering* 2G (PMS2) presentati dalle imprese distributrici Set Distribuzione, Inrete Distribuzione Energia e AcegasApsAmga.

Con la delibera 19 luglio 2022, 333/2022/R/eel, l'Autorità ha approvato il PMS2 presentato da Set Distribuzione; esso prevede:

- la messa in servizio di circa 463.700 misuratori 2G nell'arco quindicennale 2022-2036 del PMS2;
- una spesa prevista di capitale di poco superiore a 60 milioni di euro, espressa a prezzi costanti e valuta del 2021, nell'arco quindicennale del PMS2 (incluse le spese 2G prima del 2022);
- una spesa unitaria prevista di circa 129,45 euro per misuratore 2G messo in servizio, espressa a prezzi costanti e valuta del 2021.

Con la delibera 6 settembre 2022, 410/2022/R/eel, l'Autorità ha approvato il PMS2 presentato da AcegasApsAmga; esso prevede:

- la messa in servizio di circa 198.400 misuratori 2G nell'arco quindicennale 2022-2036 del PMS2;
- una spesa prevista di capitale di circa 28,7 milioni di euro, espressa a prezzi costanti e valuta del 2021, nell'arco quindicennale del PMS2 (incluse le spese 2G prima del 2022);
- una spesa unitaria prevista di circa 135,55 euro per misuratore 2G messo in servizio, espressa a prezzi costanti e valuta del 2021, motivata dalla presenza di alcune specificità, che comportano complessivamente un incremento di costo di circa 5 euro per misuratore 2G rispetto al caso di assenza di tali condizioni.

Con la delibera 6 settembre 2022, 411/2022/R/eel, l'Autorità ha approvato il PMS2 presentato da Inrete Distribuzione Energia; esso prevede:

- la messa in servizio di circa 323.000 misuratori 2G nell'arco quindicennale 2022-2036 del PMS2;
- una spesa prevista di capitale di circa 43,7 milioni di euro, espressa a prezzi costanti e valuta del 2021, nell'arco quindicennale del PMS2 (incluse le spese 2G prima del 2022);
- una spesa unitaria prevista di circa 135,24 euro per misuratore 2G messo in servizio, espressa a prezzi costanti e valuta del 2021, motivata dalla presenza di alcune specificità, che comportano complessivamente un incremento di costo di circa 3 euro per misuratore 2G rispetto al caso di assenza di tali condizioni.

Con la delibera 22 novembre 2022, 601/2022/R/eel, adottata a seguito della consultazione 28 giugno 2022, 284/2022/R/eel, l'Autorità ha introdotto alcune modifiche transitorie alle disposizioni per i sistemi di *smart metering* 2G in conseguenza della carenza di semiconduttori, con particolare riferimento alla disattivazione delle penalità di mancato avanzamento dei piani di messa in servizio nell'anno 2022.

Inoltre, sono state introdotte deroghe sulle comunicazioni delle imprese distributrici fino a 100.000 punti di prelievo riguardo all'avvio e alla fine della fase massiva di *roll-out* 2G. Per effetto di queste disposizioni:

- le imprese che avviano la fase massiva 2G fino a settembre 2023 effettuano la comunicazione almeno tre mesi prima della data di avvio;
- le imprese che avviano la fase massiva 2G nel periodo ottobre-dicembre 2023 effettuano la comunicazione entro il 30 giugno 2023, specificando la data di avvio;
- le imprese che avviano la fase massiva 2G nel periodo gennaio-giugno 2024 effettuano la comunicazione entro il 30 giugno 2023.

Con la delibera 27 dicembre 2022, 724/2022/R/eel, l'Autorità ha aggiornato, per il triennio 2023-2025, le direttive per il riconoscimento dei costi dei sistemi di *smart metering* 2G per le imprese distributrici che servono oltre 100.000 punti di prelievo, con particolare riferimento alla previsione di rendicontazione annuale dell'avanza-

mento fisico delle installazioni dei misuratori 2G, all'estensione a quattro anni del periodo di monitoraggio delle *performance* dei sistemi di *smart metering* 2G, attivando pertanto le penalizzazioni solo a partire dal 1° gennaio del quinto anno di PMS2, alla luce delle criticità occorse in ordine all'emergenza sanitaria da Covid-19, e alle significative limitazioni delle disponibilità di componenti 2G. Inoltre, è stato introdotto un meccanismo premiante l'accelerazione delle installazioni di misuratori 2G in sostituzione di misuratori 1G o elettromeccanici, qualora finanziata mediante contributi pubblici.

Infine, in attuazione dell'art. 9, comma 4, del decreto legislativo n. 210/2021, è stato pubblicato sul sito internet dell'Autorità (nella sezione dedicata allo *smart metering* per il settore energia elettrica) il calendario degli interventi di realizzazione dei sistemi di *smart metering* 2G delle principali imprese distributrici il cui Piano di messa in servizio dei misuratori 2G è stato approvato dall'Autorità.

Regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva

Con la delibera 31 maggio 2022, 232/2022/R/eel, l'Autorità ha innovato la regolazione dell'energia reattiva per le reti in media e bassa tensione, introducendo, a partire da aprile 2023, per i clienti finali non domestici in media e bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW e per punti di interconnessioni tra reti in media tensione e tra reti in bassa tensione, un corrispettivo unitario all'immissione di energia reattiva in rete nelle ore della fascia F3.

Con la medesima delibera, sono state altresì disposte specifiche informazioni al cliente, al fine di consentire la valutazione delle proprie immissioni di energia reattiva prima dell'applicazione dei nuovi corrispettivi. Ciò, in particolare, prevedendo che:

- le imprese distributrici mettano a disposizione dei clienti finali in media tensione i dati di energia reattiva immessa a partire dal mese di luglio 2022, utilizzando i canali di comunicazione previsti dall'allegato A alla delibera 23 dicembre 2019, 566/2019/R/eel, e identifichino e contattino i clienti finali in media tensione con maggiori immissioni di energia reattiva al fine di spiegare loro soluzioni tecniche compensative;
- le imprese di vendita rendano note ai propri clienti in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW le letture mensili dell'energia reattiva immessa in rete a decorrere dal mese di settembre 2022 e inseriscano la comunicazione dell'Autorità pubblicata sul sito internet della stessa il 2 agosto 2022, nonché trasmettano ai propri clienti in media tensione specifiche informative.

In merito alla regolazione dell'energia reattiva in alta e altissima tensione, con la determina DIEU 17 febbraio 2022, 1/2022, si è dato seguito all'orientamento dell'Autorità espresso nel documento per la consultazione 23 novembre 2021, 515/2021/R/eel, richiedendo a Terna di individuare, per l'intero territorio nazionale, aree omogenee al cui interno le immissioni e i prelievi di energia reattiva abbiano sostanzialmente il medesimo impatto sui costi di rete, consentendo inoltre la compensazione delle immissioni reattive su più nodi con un numero limitato di interventi dell'impresa distributtrice.

Con la delibera 20 dicembre 2022, 712/2022/R/eel, sono stati introdotti nuovi corrispettivi e nuove soglie di fattore di potenza per imprese distributrici e clienti finali connessi alle reti in altissima e in alta tensione, mediante una prima fase graduale, sia nei tempi, introducendo i nuovi corrispettivi dal 1° aprile 2023 anziché dal 1° gennaio, come precedentemente previsto, sia nei valori, introducendo un corrispettivo "base" per energia reattiva dimezzato rispetto a quanto proposto in consultazione e un corrispettivo per energia reattiva con una limitata maggiorazione da ap-

plicarsi ai punti appartenenti alle aree omogenee. La delibera ha inoltre introdotto la possibilità di non applicare le soglie al fattore di potenza, qualora i gestori di rete abbiano richiesto e concordato con l'utente soglie differenti per il prelievo di energia reattiva oppure per l'immissione di energia reattiva, in ragione di specificità locali.

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

L'attuale regime di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori non trasferite all'Enel (di seguito: IEM), definito dall'art. 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, prevede che, con cadenza annuale, su proposta di CSEA, l'Autorità (subentrata, ai sensi della legge n. 481/1995, in tale funzione al Comitato interministeriale dei prezzi – CIP) 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.

Nel rispetto del principio di copertura dei costi sulla base delle risultanze del bilancio aziendale posto dall'art. 7 della legge n. 10/1991, nel corso degli anni CSEA ha svolto le istruttorie relative alle integrazioni tariffarie delle IEM valutando l'attinenza dei costi al servizio elettrico da queste svolto nonché, per particolari tipologie di costi, la congruità degli stessi, e, sulla base di tali istruttorie, l'Autorità ha approvato una serie di provvedimenti di determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria delle imprese elettriche minori.

In particolare, nel corso del 2022, l'Autorità, sulla base delle risultanze istruttorie fornite da CSEA, ha approvato le seguenti delibere:

- 5 luglio 2022, 299/2022/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2018, per l'impresa elettrica minore Selis Lampedusa;
- 5 luglio 2022, 300/2022/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2018, per l'impresa elettrica minore Selis Linosa;
- 5 luglio 2022, 301/2022/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2018, per l'impresa elettrica minore Selis Marettimo;
- 5 luglio 2022, 302/2022/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2018, per l'impresa elettrica minore Smede Pantelleria;
- 12 luglio 2022, 311/2022/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2018, per l'impresa elettrica minore Società Impianti Elettrici – SIE;
- 12 luglio 2022, 312/2022/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2018, per l'impresa elettrica minore Germano Industrie Elettriche;
- 12 luglio 2022, 313/2022/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2018, per l'impresa elettrica minore Società Elettrica Liparese;
- 12 luglio 2022, 314/2022/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2018, per l'impresa elettrica minore Impresa Campo Elettricità I.C.EL.;
- 12 luglio 2022, 315/2022/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2018, per l'impresa elettrica minore D'Anna e Bonaccorsi;
- 20 dicembre 2022, 697/2022/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2018, per l'impresa elettrica minore SEA – Società Elettrica di Favignana.

Per l'impresa elettrica minore Società Elettrica Ponzese – SEP, la determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria relativa al 2018 è stata rinviata al 2023 a causa di necessari approfondimenti intervenuti nel corso dell'istruttoria condotta dalla CSEA.

Determinazione del tasso di remunerazione del patrimonio netto per gli anni compresi nel periodo 2019-2021, per le imprese elettriche minori non trasferite all'Enel

Con la delibera 25 ottobre 2022, 526/2022/R/eel, l'Autorità ha dato disposizioni alla CSEA in merito al tasso di remunerazione del patrimonio netto per gli anni compresi nel periodo 2019-2021, per le imprese elettriche minori non trasferite all'Enel: in particolare, il provvedimento dispone che CSEA tenga conto, nella formulazione delle proposte ai fini della determinazione da parte dell'Autorità delle aliquote di integrazioni tariffarie alle IEM, di una remunerazione del patrimonio netto negli anni successivi al 2018 secondo i parametri aggiornati dall'Autorità con la delibera 6 dicembre 2018, 639/2018/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 dall'Autorità per la determinazione della remunerazione del capitale investito nel servizio di distribuzione elettrica.

Con successivi provvedimenti, l'Autorità si è occupata di 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 delibera 526/2022/R/eel, dunque, l'Autorità ha dato disposizioni alla CSEA affinché, nella formulazione delle proposte ai fini della determinazione da parte dell'Autorità delle aliquote per la corresponsione delle integrazioni tariffarie alle IEM, tenga conto per il periodo 2019-2021 di una remunerazione del patrimonio netto calcolata sulla base dei parametri aggiornati dall'Autorità con la delibera 639/2018/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.

Rilascio dell'intesa al Ministero dell'economia e delle finanze per l'approvazione del bilancio della Cassa per i servizi energetici e ambientali

Con la delibera 27 luglio 2022, 358/2022/I, l'Autorità ha rilasciato al Ministero dell'economia e delle finanze l'intesa in ordine all'approvazione del bilancio 2021 di CSEA e ha definito l'aliquota per il ricavo commissionale a copertura dei costi di funzionamento per l'esercizio 2022, in conformità a quanto disposto dalla legge 28 dicembre 2015, n. 208 (legge di stabilità per il 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" (CSEA), operante con autonomia organizzativa, tecnica e gestionale e sottoposto alla vigilanza del Ministero dell'economia e delle finanze (MEF) e dell'Autorità. Il riassetto organizzativo conseguente alla trasformazione di CSEA in ente pubblico economico è stato anche completato con l'approvazione del Regolamento di amministrazione e contabilità di CSEA da parte dell'Autorità, d'intesa con il MEF, e dello Statuto di CSEA.

Il rilascio dell'intesa da parte dell'Autorità per l'approvazione del bilancio di CSEA prevede, da parte di questa, 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 prevede 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 2022, nel corso dell'anno CSEA ha trasmesso, agli Uffici dell'Autorità, l'aggiornamento del budget economico 2022 su cui il Collegio dei revisori di CSEA ha espresso parere favorevole e in cui sono riportati i costi e le imposte afferenti all'attività di funzionamento di CSEA per l'esercizio 2022 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 358/2022/I, dunque, contestualmente al rilascio dell'intesa al MEF per l'approvazione del bilancio 2021 di CSEA, in considerazione degli importi riportati nel budget economico 2022 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 2022.

Oneri generali di sistema per il settore elettrico

Recepimento e attuazione delle manovre adottate dal Governo a sostegno degli utenti elettrici

Come evidenziato nel Volume 1 della presente *Relazione Annuale*, l'andamento fortemente rialzista dei prezzi all'ingrosso delle *commodities* energetiche, a livello sia internazionale sia nazionale, con particolare riferimento all'energia elettrica e al gas, che era iniziato nel 2021, è proseguito per tutto l'anno 2022.

Detto andamento dei prezzi all'ingrosso ha avuto impatti straordinari sull'aggiornamento delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela dell'energia elettrica e del gas naturale, nonché effetti significativi anche sui prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale nel mercato libero.

Ciò ha indotto il Governo ad adottare, trimestre dopo trimestre, manovre di sostegno sia degli utenti del settore elettrico che di quelli del settore gas.

L'Autorità ha, conseguentemente, adottato le delibere di recepimento e attuazione delle suddette manovre, per quanto di propria competenza, sia per il settore elettrico che per il settore del gas (per quest'ultimo, si veda al Capitolo 4 il paragrafo "Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti").

Per quanto riguarda il settore elettrico, in relazione agli oneri generali di sistema, per tutto l'anno 2022 sono state annullate, per tutti gli utenti elettrici, le componenti tariffarie A_{SOS} e A_{RIM} .

Qui di seguito sono richiamate le delibere che hanno disposto tale annullamento, trimestre per trimestre, nonché le disposizioni del Governo cui fanno riferimento:

- per il I trimestre 2022, la delibera 30 dicembre 2021, 635/2021/R/com, poi integrata dalla delibera 31 gennaio 2022, 35/2022/R/eel, in attuazione di quanto previsto dalla legge di bilancio 2022 (la legge 30 dicembre 2021, n. 234) e dal successivo "decreto Sostegni-ter" (il decreto legge 27 gennaio 2022, n. 4);
- per il II trimestre 2022, la delibera 30 marzo 2022, 141/2022/R/com, in attuazione di quanto previsto dal decreto legge 1° marzo 2022, n. 17;
- per il III trimestre 2022, la delibera 30 giugno 2022, 295/2022/R/com, in attuazione di quanto previsto dal decreto legge 30 giugno 2022, n. 80 (le cui disposizioni sono poi confluite nell'iter di conversione del decreto legge 17 maggio 2022, n. 50);
- per il IV trimestre 2022, la delibera 29 settembre 2022, 462/2022/R/com, in attuazione di quanto previsto dal decreto legge 9 agosto 2022, n. 115.

Il mancato gettito delle componenti A_{SOS} e A_{RIM} è stato coperto dalle risorse messe a disposizione dalle disposizioni del Governo sopra riportate. In particolare:

- per l'annullamento delle componenti A_{SOS} e A_{RIM} nel I trimestre 2022, la legge di bilancio 2022 e il decreto Sostegni-ter hanno messo a disposizione, rispettivamente, 1.800 e 1.200 milioni di euro, per un totale di 3.000 milioni di euro;
- per l'annullamento delle componenti A_{SOS} e A_{RIM} nel II trimestre 2022, il decreto legge n. 17/2022 ha messo a disposizione ulteriori 3.000 milioni di euro;
- per l'annullamento delle componenti A_{SOS} e A_{RIM} nel III trimestre 2022, il decreto legge n. 80/2022 ha messo a disposizione ulteriori 1.915 milioni di euro;
- per l'annullamento delle componenti A_{SOS} e A_{RIM} nel IV trimestre 2022, il decreto legge n. 115/2022 ha messo a disposizione ulteriori 1.100 milioni di euro.

Le risorse sopra ricordate sono state destinate ai vari conti di gestione alimentati dalle componenti A_{SOS} e A_{RIM} a seconda del fabbisogno economico per l'anno 2022 di ciascun conto.

Fa eccezione il conto alimentato dall'elemento A_{uc7RIM} della componente A_{RIM} , che era già stato annullato con decisione autonoma dall'Autorità a partire dal III trimestre 2021, in quanto si stimava che detto conto disponesse, entro la fine del 2021, di un significativo avanzo di cassa e di competenza (cfr. delibera 30 giugno 2021, 278/2021/R/com). Detto avanzo è risultato più che sufficiente a sostenere l'annullamento dell'elemento A_{uc7RIM} per tutto il 2022, senza necessità di ulteriori risorse da parte dello Stato.

Come si può notare, le risorse messe a disposizione dalla normativa sono variate significativamente nel corso dell'anno 2022. Ciò deriva dal fatto che sono state definite sulla base delle migliori stime disponibili, trimestre per trimestre, del fabbisogno economico 2022 dei vari conti di gestione. Per alcuni conti, il fabbisogno economico risulta molto influenzato dall'andamento dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica, che nell'anno 2022 hanno registrato un eccezionale *trend* in salita (si veda in merito il Volume 1 della presente *Relazione Annuale*). Ciò ha comportato, ad esempio, che gli oneri previsti in capo al conto A_{SOS} registrassero progressivamente, nel corso del 2022, una riduzione drastica e repentina rispetto ai valori su cui i medesimi oneri si attestavano negli anni precedenti. Un comportamento opposto hanno invece alcuni conti alimentati dai vari elementi della componente tariffaria A_{RIM} , ad esempio quello relativo ai bonus sociali o al regime tariffario speciale di RFI, il cui fabbisogno economico previsto nel corso del 2022 ha registrato un notevole incremento in relazione all'aumento del PUN.

La verifica sulla rispondenza delle risorse messe a disposizione dal Governo nel corso del 2022 rispetto al fabbisogno economico dei diversi conti di gestione del medesimo anno può essere fatta solo a consuntivo. Tale verifica, nel corso del 2022, è stata compiuta in relazione all'anno 2021, caratterizzato anch'esso, in parte, dalle problematiche relative all'aumento delle *commodities* energetiche e da vari interventi del Governo a sostegno degli utenti finali (si veda la *Relazione Annuale 2021*).

In relazione al settore elettrico, nel corso dell'anno 2022, le manovre del Governo hanno riguardato anche il rafforzamento del bonus sociale al fine di compensare le variazioni di spesa trimestrali dei clienti domestici beneficiari, disponendo, tra l'altro, un ampliamento della platea dei medesimi beneficiari. Per tale aspetto, si rimanda al Capitolo 1, paragrafo "Normativa eurounitaria nei settori dell'energia", del presente Volume.

Rendicontazione oneri generali (rapporto 16 maggio 2022, 212/2022/I/com)

Come evidenziato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, gli anni 2020 e 2021 sono stati caratterizzati, in parte, dalle conseguenze della pandemia da Covid-19 (soprattutto il 2020) e in parte dalle prime problematiche relative all'aumento dei prezzi delle *commodities* energetiche (soprattutto la seconda metà del 2021), queste ultime poi prolungatesi per tutto l'anno 2022.

In relazione a dette criticità, nel corso del 2020 e del 2021 il Governo aveva disposto, tra l'altro, misure di sostegno sia degli utenti del settore elettrico che di quelli del settore gas, sia in relazione al contrasto alle conseguenze del Covid-19 che a fronte dell'aumento dei prezzi dell'elettricità e del gas.

Tali disposizioni normative (e le delibere che l'Autorità ha adottato in attuazione delle medesime nel corso dell'anno 2021) sono state oggetto della precedente *Relazione Annuale* (si veda al Capitolo 3, il paragrafo "Oneri generali di sistema per il settore elettrico", e al Capitolo 4, il paragrafo "Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti"). Come ricordato nel precedente paragrafo "Recepimento e attuazione delle manovre adottate dal Governo a sostegno degli utenti elettrici", a tali manovre si sono poi aggiunte quelle relative all'anno 2022.

L'art. 2-*bis* del decreto legge n. 17/2022 ha previsto che l'Autorità provveda a una rendicontazione periodica dell'utilizzo delle risorse messe a disposizione del Governo e destinate al contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi dell'energia.

Con il rapporto 16 maggio 2022, 212/2022/I/com (di seguito: Rapporto), l'Autorità ha fornito al Governo e alle competenti Commissioni parlamentari la prima rendicontazione in relazione alle risorse destinate al contenimento dei prezzi nei settori elettrico e del gas naturale, ai sensi dell'art. 2-*bis*, commi 1 e 2, del decreto legge n. 17/2022.

Detta rendicontazione riguarda le disposizioni di legge adottate nel 2020 e nel 2021 per il contrasto agli effetti economici conseguenti alla pandemia da Covid-19 e per quelle manovre di sostegno alle famiglie e alle imprese a fronte dell'aumento sostenuto dei prezzi all'ingrosso di gas naturale e dell'energia elettrica nel secondo trimestre del 2021.

L'art. 2-*bis* del decreto legge n. 17/2022 si riferisce a una serie di manovre che presentano importanti differenze tra loro: per questo motivo nel Rapporto sono state articolate in 4 gruppi, ciascuno dei quali contiene manovre tra loro omogenee, per finalità o per settore:

- il primo gruppo riguardava le manovre per la riduzione delle quote fisse delle tariffe elettriche (misure di contrasto alla pandemia da Covid-19). Questo primo gruppo riguarda non solo gli oneri generali, ma anche le tariffe di rete, relativamente al solo settore elettrico;
- il secondo gruppo riguarda le misure di contrasto alla crisi dei prezzi, che in particolare hanno disposto la riduzione degli oneri generali elettrici;
- il terzo gruppo riguarda le misure di contrasto alla crisi dei prezzi, che in particolare hanno disposto la riduzione degli oneri generali del settore gas;
- il quarto gruppo riguarda le manovre per il rafforzamento del bonus sociale elettrico e del settore gas.

Per quanto riguarda il secondo, il terzo e il quarto gruppo, il Rapporto ha operato un confronto tra l'esigenza di raccolta per ciascuna finalità degli oneri generali di sistema (o dei bonus) e l'utilizzo, per quanto possibile rappresentato secondo una logica di competenza per l'anno 2021.

Da tale confronto, è emerso che:

- in relazione al settore elettrico, le risorse a disposizione per gli oneri generali di competenza del 2021 (gettito utenti e le risorse del bilancio dello Stato) risultano sostanzialmente in linea con le esigenze di raccolta per il medesimo anno;
- per il settore del gas, si evidenzia una situazione di sovradimensionamento delle risorse raccolte (sia dai clienti che con contributo a carico del bilancio dello Stato) per competenza nel 2021 rispetto alle esigenze per il medesimo anno.

Entrambi i settori hanno registrato un avanzo (ossia uno scostamento positivo tra risorse a disposizione e fabbisogno economico) complessivamente pari a 518 milioni di euro (207 per il settore elettrico e 311 per il settore gas). Una buona parte di tale avanzo (240 milioni di euro) è riconducibile a scostamenti positivi in relazione alle manovre di rafforzamento del bonus sociale elettrico e gas. Come evidenziato nel Rapporto, *"tale avanzo discende dal fatto che le stime per la copertura della misura di rafforzamento del bonus per il IV trimestre 2021 sono state compiute a settembre 2021, in una fase in cui il Governo non aveva ancora assunto la decisione di ridurre l'IVA del gas e di dimezzare gli oneri generali per i clienti domestici. Oltre a ciò, a settembre 2021 non era ancora completato il processo di individuazione dei titolari di bonus sulla base delle Dichiarazioni sostitutive uni-*

che e si stimava che l'introduzione del meccanismo automatico del bonus avrebbe comportato un ampliamento della platea dei beneficiari maggiore di quello che si è poi effettivamente manifestato".

L'avanzo registrato nel 2021 è stato utilizzato nel corso del 2022 per il rafforzamento del bonus sociale elettrico e gas del III trimestre del medesimo anno. Infatti, il decreto legge n. 50/2022 ha previsto che tale manovra di rafforzamento del bonus sociale per il III trimestre 2023 era da adottare "nel limite delle risorse disponibili nel bilancio della Cassa per i servizi energetici e ambientali per l'anno 2022". L'Autorità si è avvalsa dell'avanzo registrato in relazione al 2021 per definire, pur in assenza di nuove risorse da parte dello Stato, il valore delle "componenti compensative per il bonus sociale integrativo" (CCI) applicabili nel III trimestre 2023, in grado di compensare le variazioni di spesa trimestrali dei clienti domestici beneficiari dei bonus sociali (delibera 295/2022/R/com).

Nel corso del 2022, l'Autorità ha dato attuazione a quanto previsto dall'art. 2-bis, comma 3, del decreto legge n. 17/2022, inviando una comunicazione ai ministeri e alle Commissioni parlamentari competenti in occasione di ogni successivo aggiornamento trimestrale, con l'indicazione delle modalità di ripartizione dei fondi stanziati dalle manovre tra i diversi conti di gestione alimentati dalle componenti degli oneri generali del settore elettrico e gas, ribadendo che una piena consuntivazione dell'utilizzo delle risorse messe a disposizione per il 2022 sarà possibile solo nel corso del 2023 sulla base dei dati di consuntivo.

Oneri nucleari: completamento del quadro regolatorio per le attività di decommissioning

Durante l'anno 2022 è stato completato il quadro regolatorio degli oneri nucleari per il terzo periodo di regolazione (2021-2026).

Si ricorda che nell'anno 2021 era stato definito il nuovo quadro regolatorio per la commessa nucleare in relazione alle attività di *decommissioning*, ossia quelle attività i cui costi rientrano nel perimetro degli oneri nucleari, con l'esclusione delle attività relative al Deposito nazionale – Parco tecnologico (DN-PT). Con la delibera 3 agosto 2021, 348/2021/R/eel, era stato infatti approvato il Testo integrato del *decommissioning* nucleare (TIDECN) ed erano stati definiti i parametri quantitativi per l'applicazione del TIDECN nel primo semi-periodo di regolazione (2021-2023).

Nel 2022 è stata adottata la delibera 29 marzo 2022, 126/2022/R/eel, che ha aggiornato i criteri di separazione contabile per la società Sogin, fissati a partire dall'anno 2008 dalla delibera 30 luglio 2008, ARG/elt 103/08.

La delibera 126/2022/R/eel ha aggiornato i criteri della delibera ARG/elt 103/08 sia in relazione all'evoluzione della regolazione dell'Autorità in merito alla separazione contabile in generale (cfr. TIUC), sia in relazione all'evoluzione della normativa riguardante le attività rientranti nel perimetro degli oneri nucleari, con particolare riferimento alle disposizioni del decreto legislativo 15 febbraio 2010, n. 31/2010, che ha affidato a Sogin la realizzazione del DN-PT.

Le linee di intervento seguite dall'Autorità in relazione a tale aggiornamento hanno riguardato:

- la definizione delle attività con le tre attività principali di Sogin (*decommissioning*, DN-PT e altre);

- la definizione dei comparti di ciascuna attività in modo coerente con la classificazione dei costi prevista dal TIDECN e dalla delibera 348/2021/R/eel;
- l'introduzione dell'obbligo di separazione contabile con il dettaglio dei comparti anche per le poste patrimoniali;
- l'obbligo di contabilizzare gli utili delle società controllate e collegate secondo il criterio del patrimonio netto;
- il rafforzamento del concetto che, per la redazione dei conti separati, tutte le poste patrimoniali ed economiche che consentano un'attribuzione completa ed esclusiva a un'unica attività e comparto devono essere a essi direttamente attribuiti, senza passare per settori contabili intermedi;
- la definizione della sequenza corretta di attribuzione dei costi in caso di uso dei *driver*;
- la previsione che l'obbligo di redazione dei conti annuali separati sulla base dei valori riportati nel bilancio consolidato da parte di Sogin può essere assolto tramite la predisposizione e l'invio dei conti annuali separati da parte delle società controllate;
- il miglioramento del calcolo del Capitale investito netto (CIN), da utilizzarsi ai fini di cui al comma 8.7 del TIDECN, prevedendo che tale calcolo debba tenere conto di tutte le voci patrimoniali attive e passive attribuite alle attività di *decommissioning*.

Le disposizioni della delibera 126/2022/R/eel si applicano a partire dall'anno 2021. Per tale primo anno di applicazione sono previste alcune semplificazioni.

L'Autorità ha altresì ritenuto opportuno che la determinazione a consuntivo degli oneri nucleari per le attività di *decommissioning* sia compiuta sulla base di dati di costo di tali attività già definitivamente perimetrati come previsto dalla disciplina di separazione contabile. Con la delibera 22 febbraio 2022, 64/2022/R/eel, pertanto, l'Autorità ha modificato il TIDECN, prevedendo che, ogni anno:

- Sogin trametta all'Autorità un consuntivo preliminare, limitatamente ai dati di dettaglio relativi all'avanzamento fisico delle attività di *decommissioning* delle centrali e degli impianti, alle attività afferenti alla sicurezza nucleare e alla radioprotezione e alle attività di comunicazione istituzionale, entro il 28 febbraio (in anticipo, pertanto, rispetto alla redazione del bilancio civilistico e dei conti annuali separati);
- Sogin trasmetta all'Autorità i dati di consuntivo definitivi, al fine del riconoscimento dei costi, unitamente all'invio dei conti annuali separati; sulla base di tali dati di consuntivo l'Autorità determina gli oneri nucleari per le attività di *decommissioning*.

Va ricordato che l'art. 1, commi 20, 21 e 22, della legge di bilancio 2023 dispone che, a partire dal 2023, gli oneri nucleari non sono più a carico delle utenze elettriche, bensì direttamente del bilancio dello Stato, lasciando invariati i poteri dell'Autorità in termini di determinazione degli oneri nucleari sulla base di criteri di efficienza economica.

Oneri nucleari: istruttoria per il riconoscimento degli oneri relativi alle attività svolte da Sogin in relazione al Deposito nazionale – Parco tecnologico per il periodo 2010-2020

Come già ricordato, il decreto legislativo n. 31/2010 ha previsto che Sogin è il soggetto responsabile degli impianti nucleari a fine vita, del mantenimento in sicurezza degli stessi, nonché della realizzazione e dell'esercizio del Deposito nazionale e del Parco tecnologico (DN-PT), quindi anche del trattamento e dello smaltimento dei rifiuti radioattivi.

Come precisa l'art. 1, comma 2, lettera e), del decreto legislativo n. 31/2010, il Deposito nazionale è "destinato allo smaltimento a titolo definitivo dei rifiuti radioattivi a bassa e media attività, derivanti da attività industriali, di ricerca e medico-sanitarie e dalla pregressa gestione di impianti nucleari, e all'immagazzinamento, a titolo provvisorio di lunga durata, dei rifiuti ad alta attività e del combustibile irraggiato provenienti dalla pregressa gestione di impianti nucleari".

Pertanto, confluiranno nel Deposito nazionale sia i rifiuti connessi allo smantellamento delle centrali e impianti elettronucleari (i cui costi costituiscono gli oneri nucleari individuati dal decreto interministeriale 26 gennaio 2000), sia altri rifiuti radioattivi, estranei a tali centrali e impianti elettronucleari. I costi del DN-PT, quindi, per la parte di competenza attribuibile ai rifiuti radioattivi connessi allo smantellamento, rientrano nel perimetro degli oneri nucleari, e come tali sono soggetti alle disposizioni del decreto interministeriale 26 gennaio 2000, che prevede che l'Autorità determina gli oneri nucleari "tenendo conto di criteri di efficienza economica nello svolgimento delle attività previste".

La legge 24 marzo 2012, n. 27 ha previsto che le disponibilità finanziarie correlate all'elemento A_{2RIM} della componente tariffaria A_{RIM} sono impiegate per il finanziamento della realizzazione e gestione del DN-PT limitatamente alle attività funzionali alla commessa nucleare, mentre per le restanti attività sono impiegate a titolo di acconto e recuperate attraverso le entrate derivanti dal corrispettivo per l'utilizzo delle strutture del medesimo DN-PT. Tale disposizione ha validità anche a seguito della "fiscalizzazione" degli oneri nucleari disposta dalla legge di bilancio 2023.

Come già ricordato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, per quanto riguarda l'iter di localizzazione e realizzazione del Deposito nazionale e del Parco tecnologico (DN-PT), in data 5 gennaio 2021 la Sogin, acquisito il 30 dicembre 2020 il previsto nulla osta da parte dei ministeri competenti, ha pubblicato la Carta nazionale delle aree potenzialmente idonee (CNAPI), e ne ha informato l'Autorità in data 7 gennaio 2021.

Ciò ha consentito all'Autorità di avviare un'istruttoria ai fini del riconoscimento dei costi sostenuti da Sogin fino al 31 dicembre 2020 per il Deposito nazionale e il Parco tecnologico (cfr. delibera 19 gennaio 2021, 12/2021/R/eel).

L'istruttoria è stata condotta in collaborazione con il Nucleo speciale beni e servizi della Guardia di Finanza, nel quadro di collaborazione definito dal Protocollo d'intesa di cui alla delibera 15 dicembre 2005, 273/05, e ha compreso la predisposizione di un sistema di *reporting ad hoc*, una verifica ispettiva presso la sede di Sogin (si veda in merito anche il Capitolo 11 del Volume 2 della *Relazione Annuale 2021*) e numerose richieste istruttorie, la cui complessità ha reso necessario il rinvio del termine dell'istruttoria (da ultimo con la delibera 29 marzo 2022, 127/2022/R/eel, in relazione alla richiesta istruttoria sui costi del personale).

Sogin ha fornito risposta a tutte le richieste istruttorie e il responsabile del procedimento, con il supporto della Direzione *accountability* e *enforcement* dell'Autorità, ha predisposto la comunicazione delle risultanze istruttorie ai sensi dell'art. 16 del regolamento di cui al decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244, tenendo conto anche di ultime comunicazioni di Sogin in relazione a un procedimento avviato dall'Autorità nazionale anticorruzione, che hanno richiesto di condurre alcuni approfondimenti e valutazioni prima di procedere all'invio a Sogin della comunicazione delle risultanze istruttorie.

Il termine dell'istruttoria è stato ulteriormente prorogato a seguito del commissariamento di Sogin (per effetto dell'art. 34 del decreto legge 21 giugno 2022, n. 73), in modo da permettere all'organo commissariale di disporre di un tempo congruo per esaminare le risultanze istruttorie. La decisione finale, che ha tenuto conto delle osservazioni formulate dall'organo commissariale, è stata adottata con la delibera 25 ottobre 2022, 529/2022/R/eel, che ha comportato un riconoscimento di costi pregressi (anni 2010-2020) per le attività finalizzate alla localizzazione del DN-PT per 30,8 milioni di euro, a fronte di costi rendicontati per 42,9 milioni di euro (al netto dei ricavi).

Inoltre, con la delibera 529/2022/R/eel è stata definita, secondo criteri di efficienza economica, la regolazione delle ulteriori attività svolte da Sogin relative al Deposito nazionale e al Parco tecnologico, come di seguito illustrato in dettaglio.

Oneri nucleari: definizione del quadro regolatorio del DN-PT per gli anni successivi al 2020

Le attività per la realizzazione del DN-PT, benché i relativi costi rientrino in quota parte nel perimetro degli oneri nucleari, hanno caratteristiche peculiari molto diverse da quelle delle attività di *decommissioning* della commessa nucleare.

La delibera 348/2021/R/eel, che ha definito il TIDECN, ha, pertanto, previsto che tali attività sarebbero state oggetto di uno specifico provvedimento separato.

Con la delibera 529/2022/R/eel l'Autorità ha anche definito i criteri per il riconoscimento dei costi per le attività di localizzazione e autorizzazione del DN-PT (cfr. allegato B alla delibera) fino all'approvazione dell'autorizzazione unica prevista dal decreto legislativo n. 31/2010 (art. 27, comma 16).

Le attività del DN-PT, infatti, possono essere distinte in diverse fasi, sulla base dell'iter previsto dal decreto legislativo n. 31/2010, e, in particolare:

- attività propedeutiche per la definizione della CNAPI (fino alla pubblicazione della stessa), comprese le attività per il progetto preliminare di cui all'art. 27, comma 1, del decreto legislativo n. 31/2010;
- attività per la definizione della Carta nazionale delle aree idonee (CNAI) di cui all'art. 27, comma 5, del decreto legislativo n. 31/2010, l'individuazione del sito idoneo per il Deposito nazionale e per il Parco tecnologico e relativo iter autorizzativo (fino all'emissione del decreto di autorizzazione unica);
- attività di realizzazione del Deposito nazionale e del Parco tecnologico;
- attività di esercizio del Deposito nazionale e del Parco tecnologico;
- attività di chiusura del Deposito nazionale e del Parco tecnologico;
- attività del cosiddetto controllo istituzionale (periodo di monitoraggio e sorveglianza radiologica del sito dopo la sua chiusura) differenziate per tipologia e caratteristiche.

Tali attività sono quindi molto differenziate per tipologia e caratteristiche, e quindi richiedono criteri di riconoscimento specifici.

I costi sostenuti dalla Sogin negli anni 2010-2020 (e riconosciuti con la delibera 529/2022/R/eel) fanno riferimento per lo più alla prima fase, caratterizzata da attività di indagini territoriali, sia attraverso ricerche documentali che rilievi, di progettazione e di comunicazione.

L'allegato B alla delibera 529/2022/R/eel definisce i criteri di riconoscimento delle attività per il DN-PT dal 1° gennaio 2021 fino all'ottenimento dell'autorizzazione unica di cui all'art. 27, comma 16, del decreto legislativo n. 31/2010.

Detti criteri si basano sui seguenti principi:

- distinzione tra costi riconoscibili afferenti alla commessa nucleare e costi riconoscibili non afferenti alla commessa nucleare. Questi ultimi sono finanziati a titolo di acconto, finanziamento che comporta anche il riconoscimento di interessi da riconoscere all'utente elettrico (e al bilancio dello Stato a partire dal 2023);
- ai fini della distinzione di cui al precedente punto, la ripartizione dei costi tra afferenti e non afferenti alla commessa nucleare, sulla base di criteri di dimensionamento del deposito e del diverso grado di radioattività, secondo la classificazione prevista dalla normativa vigente, proposti da Sogin previa verifica con ISIN;
- la definizione di un piano di attività pluriennale che, analogamente a quanto previsto dal TIDECN per le attività di *decommissioning*, è utilizzato dall'Autorità quale preventivo di riferimento per tutto il periodo, fino all'ottenimento dell'autorizzazione unica;
- l'individuazione delle fasi nel suddetto piano, le relative date a consuntivo/previste di inizio/fine, gli obiettivi finali di ciascuna fase, sulla base dell'iter di localizzazione e autorizzazione previste dal decreto legislativo n. 31/2010, e le relative attività;
- nell'ambito del piano di attività pluriennale di cui al precedente punto, la definizione di un piano di comunicazione previo nulla osta da parte di ISIN, nel quadro della vigilanza di cui all'art. 26, comma 2, del decreto legislativo n. 31/2010;
- nell'ambito del piano di attività pluriennale di cui al precedente punto, il riferimento all'iter di autorizzazione previsto dal decreto legislativo n. 31/2010, nonché alle guide tecniche definite da ISIN;
- il rispetto di tutte le norme applicabili a Sogin (con particolare riferimento al codice degli appalti);
- il rispetto del preventivo di riferimento.

La delibera 529/2022/R/eel non ha ricevuto osservazioni da parte dei ministeri competenti.

Oneri in capo al conto A_{SOS}

Gli oneri posti in capo al conto alimentato dalla componente A_{SOS} di competenza dell'anno 2022, come già evidenziato, hanno risentito del *trend* in crescita del PUN registrato per tutto l'anno, risultando drasticamente inferiori a quelli del 2021 (il quale, peraltro, aveva già registrato una diminuzione significativa, rispetto agli anni precedenti, per effetto dell'aumento del PUN nella seconda metà dell'anno), come evidenziato nella tavola 3.3.

La riduzione del PUN ha infatti un effetto positivo sugli oneri in capo al conto A_{SOS} di competenza del medesimo anno, sia perché si incrementano i ricavi di vendita dell'energia agevolata, sia per il fatto che alcuni tipi di agevolazione diminuiscono all'aumentare del PUN. Ha un impatto positivo, in prospettiva, anche per l'anno successivo, soprattutto in relazione al meccanismo di aggiornamento degli incentivi che hanno sostituito i certificati verdi.

TAV. 3.3 Dettaglio degli oneri in capo al conto A_{SOS} in milioni di euro

ONERI DI COMPETENZA	2021		2022	
	VALORE	QUOTA %	VALORE	QUOTA %
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP 6	-	0,00%	-	0,00%
Ritiro certificati verdi	4	0,04%	28	0,42%
Conversione CV in incentivi	3.073	28,76%	1.001	15,16%
Fotovoltaico	5.865	54,89%	5.906	89,46%
Ritiro dedicato	11	0,10%	-	0,00%
Tariffa omnicomprensiva	1.225	11,47%	-231	-3,50%
Scambio sul posto	90	0,84%	79	1,20%
FER incentivi amministrati	306	2,86%	-237	-3,58%
Autoconsumo e comunità energetiche	-	0,00%	0,01	0,00%
Altro	1	0,01%	3	0,04%
Totale rinnovabili	10.575	98,97%	6.549	99,20%
Compravendita energia elettrica assimilata CIP 6	36	0,34%	-	0,00%
Oneri CO ₂ assimilate	74	0,69%	53	0,80%
Copertura certificati verdi assimilate	-	0,00%	-	0,00%
Risoluzione CIP 6	-	0,00%	-	0,00%
Totale assimilate	110	1,03%	53	0,80%
TOTALE ONERI A_{SOS}	10.685	100%	6.602	100%

Fonte: ARERA.

Per tutto l'anno 2022 gli oneri del conto A_{SOS} sono stati finanziati dalle risorse stanziati dal Governo nell'ambito delle manovre sopra richiamate. In totale, risultano stanziati, per l'anno 2022, 6.126 milioni di euro per il conto A_{SOS} .

Come si può notare dal confronto con i dati della tavola 3.3, tali risorse non hanno coperto tutto il fabbisogno economico del conto A_{SOS} nel medesimo anno 2022. Tuttavia, per effetto dello scostamento tra fabbisogno economico e sua manifestazione finanziaria, particolarmente significativo per l'anno 2022, anche per effetto dell'incremento del PUN, alla fine del medesimo anno la liquidità del conto A_{SOS} è risultata più che buona.

I valori negativi riportati nella tavola 3.3 per tipologia di agevolazione corrispondono a incentivi di tipo *feed in tariff* o *feed in premium* variabili a due vie, in quanto i prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica sono risultati superiori rispetto agli incentivi (tali strumenti incentivanti, infatti, prevedono un ricavo costante per i produttori, indipendentemente dai prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica).

Agevolazioni per imprese a forte consumo di energia elettrica

Come già evidenziato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, il decreto del Ministro dello sviluppo economico 21 dicembre 2017, adottato in attuazione dell'art. 19, comma 3, della legge 20 novembre 2017, n. 167, acquisiti i pareri dell'Autorità e delle competenti Commissioni parlamentari, ha definito la disciplina delle agevolazioni per

le imprese a forte consumo di energia (anche dette imprese energivore) in conformità con la decisione della Commissione europea C(2017) 3406.

L'Autorità ha dato attuazione alla suddetta disciplina con la delibera 28 dicembre 2017, 921/2017/R/eel, integrata con successive delibere, con cui sono date disposizioni a CSEA sia per la gestione delle attività di raccolta dei dati che per la predisposizione degli elenchi delle imprese a forte consumo di energia elettrica.

Nel corso del 2022, in coerenza con le delibere adottate che hanno previsto l'annullamento per tutti gli utenti elettrici delle componenti tariffarie A_{SOS} e A_{RIM} , l'Autorità ha dato mandato alla Cassa di procedere, in via eccezionale per l'anno 2022, alle opportune modifiche alle "procedure energivori" in merito all'esazione degli importi da versare in acconto e a saldo da parte delle imprese energivore aventi classe di agevolazione VAL.x. In particolare, per ogni trimestre di annullamento degli oneri generali, l'Autorità ha provveduto a decurtare progressivamente le rate di versamento del livello minimo di contribuzione previsto in capo a tali imprese energivore. Dal momento che l'annullamento degli oneri generali è stato applicato in tutti e quattro i trimestri del 2022, le agevolazioni per imprese energivore sono di fatto annullate e il contributo minimo da versare risulta nullo.

Regolamenti europei e Piani comunitari di sviluppo della rete

Integrazione del mercato all'ingrosso e implementazione dei regolamenti europei

Codici di rete e *guidelines* per il mercato elettrico

I regolamenti sono provvedimenti normativi di carattere tecnico, funzionali al completamento del mercato interno dell'energia. Informalmente, essi possono essere raggruppati in tre grandi famiglie: di mercato, di connessione e di gestione della rete. L'elenco completo è riportato nella tavola 3.4.

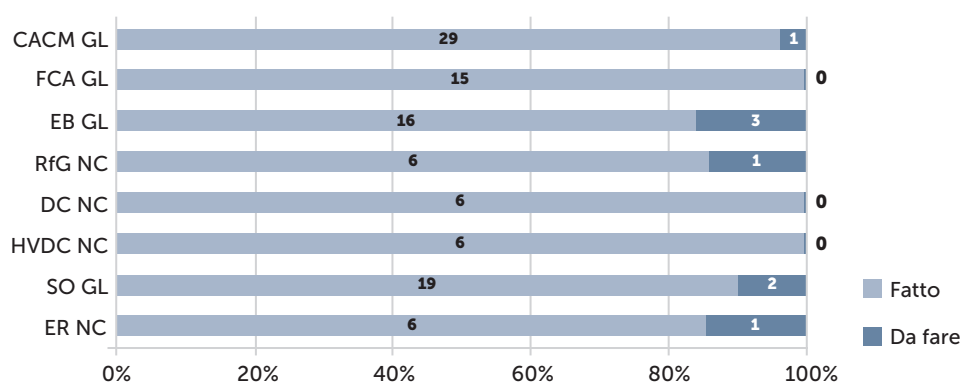
TAV. 3.4 Codici di rete e linee guida previsti dal regolamento (CE) 714/2019

	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 delle regole direttamente implementabili da tutti i paesi dell'Unione, mentre le seconde forniscono indicazioni di massima in base alle quali devono essere elaborate una serie di disposizioni attuative, denominate *Terms and Conditions* o *Methodologies* (in italiano ci si riferisce ad esse con il generico termine "metodologie"). La pubblicazione dei regolamenti non esaurisce, quindi, l'attività di sviluppo e pubblicazione di normativa secondaria; al contrario, ogni regolamento nella forma di linea guida prevede, al suo interno, l'elaborazione a cura dei *Transmission System Operator* (TSO) e/o dei *Nominated Electricity Market Operator* (NEMO) di regole specifiche (appunto, le metodologie) che le autorità di regolazione di ciascuno stato membro dell'Unione europea o ACER sono chiamate a valutare e approvare; lo sviluppo di metodologie può essere 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 figura 3.1 riassume lo stato di implementazione a fine 2022. L'implementazione dei regolamenti FCA GL, DC NC e HVDC NC è ormai conclusa, mentre rimangono ancora da completare alcune metodologie lato CACM GL, SO GL e EB GL (per le quali si vedano i paragrafi specifici nel seguito) e da definire a livello nazionale la metodologia con i criteri dell'analisi costi e benefici per il *retrofitting* degli impianti di generazione esistenti ai sensi di RfG NC (che verrà sviluppata solamente nel momento in cui l'Autorità intenderà effettivamente valutare misure in tal senso) e la metodologia per l'esecuzione dei test con riferimento a ER NC (per la quale si attende da parte di Terna l'aggiornamento delle disposizioni del codice di rete).

FIG. 3.1 Stato di implementazione dei regolamenti europei al 31 dicembre 2022



Fonte: ARERA.

L'ambito geografico di adozione delle metodologie è piuttosto variegato: alcuni documenti hanno valenza paneuropea, mentre altri coinvolgono un perimetro regionale ristretto o il solo perimetro nazionale. Le metodologie a valenza paneuropea sono approvate direttamente da ACER previo parere positivo espresso dal BOR con maggioranza qualificata dei 2/3: è quindi possibile adottare metodologie anche in presenza di opinioni contrarie di un ristretto gruppo di regolatori.

Le metodologie con valenza regionale sono approvate dalle competenti autorità di regolazione. A tal proposito i regolamenti CACM GL e FCA GL fanno riferimento alle cosiddette Regioni per il calcolo della capacità (*Capacity Calculation Regions* – CCR), ognuna rappresentante un insieme di confini fra zone di mercato per le quali è opportuno attuare un calcolo coordinato della capacità di trasporto. 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 le frontiere fra le zone interne al territorio nazionale; l'Italia 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*. Con riferimento alle CCR di competenza di Arera, dal 2017 sono attive piattaforme di cooperazione regionale (rispettivamente INERRF – *Italy North Energy Regulators' Regional Forum* e GIERRF – *Greece-Italy Energy Regulators' Regional Forum*) nell'ambito delle quali sono assunte le decisioni in merito alle metodologie relative a queste regioni. Il regolamento SO GL prevede alcune metodologie riferite alle CCR (che sono 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 tal proposito, l'Italia è inclusa nell'area sincrona *Continental Europe*: per questo perimetro non è prevista una piattaforma di cooperazione *ad hoc*, ma di volta in volta si attivano specifiche forme di coordinamento fra le autorità di regolazione. Infine, il regolamento EB GL opera con geometria fortemente variabile a seconda delle metodologie coinvolte: si passa da perimetri che includono i soli stati membri che intendono utilizzare un dato prodotto di bilanciamento, a perimetri coincidenti con le CCR, a perimetri che tengono conto di accordi per lo scambio di risorse specifiche, fino a perimetri coincidenti alle aree sincrone. Anche in questo caso la modalità di cooperazione (al netto delle CCR per cui si utilizzano i forum regionali) è definita di volta in volta dalle autorità di regolazione coinvolte senza il ricorso ad alcuna piattaforma di cooperazione specifica.

A livello regionale è richiesta l'unanimità dei soggetti coinvolti. Le decisioni possibili consistono nell'approvazione della proposta così come inviata dai TSO o dai NEMO, in una sua modifica diretta a cura delle autorità di regolazione oppure nell'invio ai TSO e ai NEMO di una richiesta di emendamenti. Nei primi due casi ciascuna autorità di regolazione nazionale recepisce nel proprio ordinamento nazionale la proposta (eventualmente con le modifiche concordate a livello regionale con le altre autorità coinvolte), mentre nel terzo caso istruisce conseguentemente i rispettivi TSO e/o NEMO (rispettivamente Terna e GME, nel caso italiano). In mancanza di unanimità, la proposta di metodologia è trasferita ad ACER che adotta una decisione previo parere positivo del BOR a maggioranza qualificata dei 2/3: ciò consente di superare a livello di Agenzia eventuali blocchi o veti da parte di alcune autorità di regolazione a livello regionale.

Codici di mercato

Nel corso del 2022 l'implementazione dei codici di mercato si è focalizzata sul mantenimento e il miglioramento delle metodologie adottate negli anni precedenti.

Forward capacity allocation (FCA GL)

Il regolamento FCA GL descrive i requisiti e i criteri per l'emissione e l'allocatione dei diritti di trasmissione di lungo termine (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. Per le zone interne al territorio nazionale, invece, l'Autorità continua a basarsi sui prodotti di copertura ad oggi in vigore (CCC), in coerenza con la decisione assunta ai sensi dell'art. 30 del regolamento FCA GL nel 2017 e confermata nel corso del 2021.

Il processo di implementazione del regolamento FCA GL si è concluso sia a livello nazionale, sia a livello regionale e paneuropeo, tuttavia proseguono le attività di manutenzione e miglioramento delle relative metodologie per rendere i testi più adeguati a soddisfare eventuali nuove esigenze da parte del sistema. In particolare nel 2022 si sono rese necessarie modifiche alla metodologia per la *Single Allocation Platform* (decisione ACER n. 9/2022) e la ripartizione delle rendite di congestione (decisione ACER n. 10/2022) per includere fra i destinatari del provvedimento anche il TSO finlandese che inizierà ad allocare diritti di trasmissione di lungo termine sui propri confini in coerenza con quanto richiesto dalla propria autorità di regolazione nazionale.

Inoltre, il 2022 ha visto l'avvio di una discussione prospettica in merito alla possibilità, esplorata dai TSO della CCR Core, di prevedere un'allocazione congiunta dei diritti di trasmissione di lungo termine con un approccio *flow based* concettualmente analogo a quello previsto per la capacità giornaliera, al posto delle attuali aste esplicite separate per ciascun confine. L'adozione di un approccio *flow based* richiede tuttavia alcune modifiche alle metodologie relative al funzionamento della *Single Allocation Platform*, alla ripartizione delle rendite di congestione e alla ripartizione dei costi per la remunerazione dei diritti di trasmissione: i TSO hanno inviato tali modifiche ad ACER nel secondo semestre del 2022 e la relativa decisione da parte dell'Agenzia è prevista nel corso del 2023.

Infine, nel corso del 2022, ACER, in cooperazione con le autorità di regolazione nazionali, ha contribuito al dibattito, relativo allo sviluppo prospettico dei mercati elettrici a termine, nell'ambito di un'ampia riflessione lanciata dalla Commissione europea nel 2021 con la "*Toolbox communication*"¹, pubblicata a seguito della crescita dei prezzi dell'energia.

In tale ottica, ACER ha pubblicato, ad aprile 2022, le proprie valutazioni in merito al disegno del mercato elettrico in Europa², evidenziando l'opportunità di approfondire le problematiche emerse nell'ambito dei mercati a termine, con particolare attenzione agli strumenti di copertura. A tale analisi ha fatto seguito una consultazione pubblica (congiunta ACER e CEER) nell'ottica di approfondire la riflessione in merito all'opportunità di apportare degli emendamenti al regolamento FCA GL. La consultazione si è conclusa con la pubblicazione di un *policy paper*³ a cura di ACER nel quale sono identificate una serie di problematiche del mercato elettrico a termine, inteso quale l'insieme dell'allocazione dei diritti di trasmissione (*Long Term Transmission Rights – LTTR*) e della compravendita di energia, che attualmente impedirebbero la realizzazione di un mercato integrato, efficace ed efficiente, e nel quale sono proposti una serie di possibili miglioramenti per promuovere lo sviluppo di un mercato a termine che offra strumenti di copertura nelle varie zone d'offerta, sui vari orizzonti temporali e a prezzi competitivi, pur riconoscendo che alcune problematiche generali – come ad esempio le piattaforme di negoziazione di prodotti finanziari – non ricadono necessariamente nell'ambito di intervento dell'Agenzia e/o delle autorità di regolazione nazionali.

Capacity allocation and congestion management (CACM)

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

1 *Tackling rising energy prices: a toolbox for action and support*, Commissione europea, 13 ottobre 2021.

2 *ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design*, aprile 2022.

3 *ACER policy paper on the further development of the eu electricity forward market*, febbraio 2023.

cosiddetto *Single Intra Day Coupling* – SIDC, corredata da specifici meccanismi di valorizzazione della capacità e aste implicite a livello regionale a carattere volontario).

L'Italia partecipa allo SDAC da febbraio 2015 sulle frontiere con la Francia, l'Austria e la Slovenia (in quest'ultimo caso il *coupling* volontario è attivo dal 2011). Da dicembre 2020 è attivo anche il *coupling* con la Grecia, ultimo tassello per la completa integrazione del sistema elettrico nazionale nel *day-ahead* europeo, mentre nel corso del 2021 sono stati completati gli ultimi due tasselli mancanti a livello europeo, ossia l'attuazione del *coupling* sulla frontiera Grecia-Bulgaria (maggio 2021) e l'accoppiamento dei progetti 4M MC, comprendente le frontiere tra Romania, Ungheria, Repubblica Ceca e Slovacchia, e MRC, comprendente le altre frontiere europee e a cui partecipa l'Italia (giugno 2021).

A partire dal 21 settembre 2021, l'Italia si è unita al SIDC nella cosiddetta *third wave* con l'introduzione dell'allocatione continua infragiornaliera sulle frontiere con Francia, Austria e Slovenia e fra le zone interne al territorio nazionale, complementata da aste implicite attive anche sul confine con la Grecia, mentre da dicembre 2022 il SIDC è attivo anche sulla frontiera con la Grecia.

Dal punto di vista delle metodologie previste dal regolamento CACM GL, il processo di implementazione può dirsi concluso, fatta salva la metodologia per l'armonizzazione del calcolo della capacità, inizialmente prevista per fine 2020, ma posticipata per monitorare l'implementazione delle metodologie regionali, alcune delle quali non ancora pienamente attive.

Come già per il regolamento FCA GL, anche per il regolamento CACM GL proseguono a livello europeo le discussioni sull'aggiornamento delle metodologie in essere. Nel corso del 2022, tuttavia, non sono state approvate modifiche in tal senso. Il 2022, infatti, avrebbe dovuto vedere l'avvio da parte della Commissione europea della metodologia, detta di comitologia, per la revisione del regolamento CACM a partire dalla raccomandazione effettuata da ACER a fine 2021. A causa della crisi energetica e della revisione delle priorità in capo alla Commissione europea i lavori sono sospesi e rinviati a data da destinarsi.

A livello regionale, invece, il 2022 ha visto il consolidarsi dell'utilizzo delle metodologie per il calcolo della capacità sugli orizzonti temporali giornaliero e infragiornaliero per le CCR *Italy North* e GRIT, nella versione approvata per entrambe le regioni nel corso del 2020 e implementata nel secondo semestre del 2021.

Regolamento Balancing (EB 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 di valorizzazione degli sbilanciamenti.

A partire da gennaio 2021, l'Italia partecipa attivamente e con successo alla piattaforma europea di scambio di energia di bilanciamento da *Replacement Reserve*, sviluppata nell'ambito del progetto TERRE, congiuntamente a tutti gli altri TSO europei che fanno uso di questa tipologia di riserva, mentre risultava già operativa dal 2020 la partecipazione alla piattaforma di *Imbalance Netting*, per la compensazione degli sbilanciamenti tra sistemi adiacenti.

Il processo di implementazione del regolamento *Balancing* è pressoché concluso, come mostrato in figura 3.1, ma nel 2022 sono proseguiti i lavori per lo sviluppo e la futura approvazione delle metodologie mancanti (la metodologia paneuropea per l'armonizzazione dei metodi di allocazione della capacità transfrontaliera per lo scambio di capacità di bilanciamento o la condivisione di riserve e le due metodologie regionali, *Italy North* e *Greece-Italy*, per il calcolo della capacità nell'orizzonte temporale del bilanciamento), nonché per l'aggiornamento e il miglioramento di metodologie già approvate negli anni passati. In particolare, nel 2022 sono stati emendati la metodologia per il *pricing* dell'energia di bilanciamento (decisione ACER n. 3/2022), modificando temporaneamente il limite tecnico massimo, e i quadri di implementazione per le piattaforme mFRR, aFRR e IN (decisioni ACER n. 14/2022, n. 15/2022, n. 16/2022, rispettivamente), per definire i soggetti responsabili dell'esercizio della piattaforma e adeguare il contesto a una soluzione con entità multiple. Nel 2022 sono inoltre proseguiti i lavori nel gruppo regionale afferente ai sistemi che utilizzano la *Replacement Reserve* per emendare il quadro di implementazione della piattaforma RR, per adeguarlo alle evoluzioni algoritmiche e favorire una maggiore trasparenza verso gli *stakeholder*.

Codici di gestione delle reti

I regolamenti sulla gestione delle reti stabiliscono disposizioni in merito all'esercizio della rete di trasmissione negli stati di funzionamento normale e di allerta (SO GL) e in condizioni di emergenza e ripristino del sistema elettrico (ER NC).

Per quanto attiene al regolamento SO GL, il processo di implementazione prevede ancora l'approvazione di due metodologie a livello di area sincrona Europa continentale: trattasi della quantificazione del valore minimo di inerzia da assicurare nel sistema (metodologia obbligatoria solamente qualora le valutazioni sulla prestazioni dinamiche del sistema elettrico evidenzino problemi in tal senso) e della definizione del tempo minimo di consegna della riserva primaria in condizioni di allerta per le risorse ad energia limitata (metodologia inviata a ottobre 2021, discussa da parte delle autorità di regolazione nel corso del 2022 con richiesta di emendamenti concordata a dicembre e ratificata da ARERA con la delibera 20 dicembre 2022, 707/2022/R/eel).

Il regolamento ER NC, in quanto codice di rete, fa, invece, limitato ricorso a termini e condizioni e metodologie sottoposte al vaglio delle autorità di regolazione. L'intervento del regolatore è, quindi, limitato all'implementazione nazionale, attuata in Italia tramite modifiche al codice di rete di Terna che l'Autorità ha approvato a fine 2019 con riferimento ai piani di difesa e riaccensione del sistema elettrico e tramite ulteriori provvedimenti attuativi su *settlement* in condizioni di emergenza adottati nel corso del 2020. In particolare, i piani di difesa e riaccensione del sistema elettrico impongono obblighi di pubblico servizio in capo a una pluralità di impianti di produzione: per venire incontro ai costi sostenuti da questi impianti e in ottica di preservarne la concorrenzialità rispetto ad altri impianti non inclusi nei suddetti piani, l'Autorità ha previsto appositi meccanismi premiali adottati nel 2020 con riferimento al piano di riaccensione e nel 2021 con riferimento al piano di difesa. Entrambi questi meccanismi hanno cessato i loro effetti nel corso del 2022: sono attualmente in corso da parte di Terna le verifiche sull'effettivo completamento degli adeguamenti richiesti i cui esiti saranno condivisi con l'Autorità nel corso del 2023.

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 richiedere alcuna forma di coordinamento a livello europeo: per maggiori dettagli in merito si rinvia al precedente paragrafo "Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti". Si segnala, tuttavia, che a fine 2021 ACER ha avviato il processo di revisione dei codici RFG e DCC con l'intento di risolvere criticità che sono emerse durante l'implementazione e di tenere conto delle evoluzioni tecnologiche (mobilità elettrica, accumuli) e regolatorie (comunità energetiche) occorse nel frattempo: nel corso del 2022 è stato dapprima consultato un *policy paper* finalizzato a identificare le tematiche che necessitassero una revisione e successivamente sono state raccolte le proposte puntuali di modifica da parte dei gestori di rete, delle associazioni e dei costruttori di dispositivi. Le attività proseguiranno per tutto il 2023 con la pubblicazione, entro dicembre, da parte di ACER, di una proposta finale di revisione dei regolamenti da sottoporre all'attenzione della Commissione.

Regolamento 943/2019

Il regolamento 943/2019, facente parte del più globale *Clean Energy Package*, ha rivisto significativamente i principi cardine del mercato elettrico, prevedendo, in particolare:

- un livello minimo di capacità del 70% fra le zone di mercato da offrire sui mercati;
- nuovi criteri per la revisione delle zone di mercato con il lancio di una revisione paneuropea;
- specifiche regole per l'adeguatezza del sistema con la redazione di specifiche metodologie a cura dei TSO;
- il rafforzamento della cooperazione fra i TSO con la creazione dei *Regional Coordination Centre* (RCC) al posto dei *Regional Security Coordinator* (RSC) introdotti con il regolamento SO GL;
- nuovi criteri per l'utilizzo da parte dei TSO delle rendite di congestione raccolte sui confini fra le zone di mercato;
- un mandato alla Commissione per la definizione di nuovi codici di rete in riferimento a varie aree, tra cui la regolamentazione della *demand response*, ivi inclusa l'aggregazione, l'accumulo e il taglio della domanda.

ARERA è coinvolta direttamente nell'implementazione degli aspetti sopra elencati, sia attraverso la partecipazione ai gruppi di lavoro in seno ad ACER nei quali sono discusse le varie tematiche, sia attraverso l'adozione di specifici provvedimenti a livello nazionale.

Livello minimo del 70%

La messa a disposizione del livello minimo del 70% fra le varie zone di mercato è obbligatoria per tutti i TSO dal 1° gennaio 2020. Fanno eccezione i periodi orari in cui non vi siano adeguate risorse correttive a disposizione per garantire la capacità associata al 70%: in tal caso, i TSO sono autorizzati a ridurre la capacità offerta.

A tal proposito Terna – in collaborazione con i gestori di rete confinanti – si è adoperata per inserire all'interno del calcolo della capacità fra le zone di mercato dei meccanismi di monitoraggio del livello di capacità offerto e di aggiustamento automatico per il rispetto del vincolo del 70%. Tali meccanismi sono entrati in operatività il 2 agosto 2021 per le zone interne al territorio nazionale (CCR GRIT) e il 29 ottobre 2021 per i confini settentrio-

nali (CCR *Italy North*), limitatamente alla capacità in importazione verso l'Italia. Ulteriori affinamenti sono invece ancora in corso per la capacità di esportazione dall'Italia per la quale l'introduzione del calcolo coordinato (cosiddetto *export corner*) con monitoraggio del livello del 70% e relativo aggiustamento automatico è prevista per l'ultimo trimestre 2023.

Nel caso in cui sia impossibile rispettare il livello minimo del 70% per esigenze di sicurezza operativa del sistema, ciascun TSO può richiedere alla competente autorità di regolazione nazionale una deroga dall'obbligo del livello minimo del 70%. Terna si è avvalsa di questa facoltà:

- per il 2020, sia per la CCR *Italy North* sia per la CCR GRIT, in tutte le ore dell'anno;
- per il 2021, per la sola CCR *Italy North*, lato esportazione per tutte le ore dell'anno e lato importazione per tutte le ore dell'anno fino all'avvenuta implementazione del monitoraggio automatico del livello di capacità offerto su ciascun confine e, successivamente, per le sole ore dell'anno in cui la capacità è ridotta per basso carico ed elevata produzione rinnovabile (cosiddetti *low consumption days*);
- per il 2022, per la sola CCR *Italy North*, lato esportazione per tutte le ore dell'anno e lato importazione esclusivamente per i *low consumption days*;
- per il 2023, per la sola CCR *Italy North*, lato esportazione per tutte le ore dell'anno fino all'avvenuta implementazione del calcolo coordinato della capacità (cosiddetto *export corner*) e lato importazione esclusivamente per i *low consumption days*.

L'Autorità ha sempre accolto la richiesta di deroga: in particolare per il 2023 la decisione è stata assunta con la delibera 706/2022/R/eel.

Oltre alla concessione delle deroghe, l'Autorità è altresì chiamata a valutare ogni anno se Terna abbia o meno effettivamente rispettato l'obbligo del livello minimo del 70%. Nel 2022 è stato pubblicato il rapporto relativo all'anno 2021 (delibera 2 novembre 2022, 543/2022/R/eel) nel quale si è data evidenza della situazione sui vari confini e si è valutata la prestazione di Terna: ottimale lo *status* dell'interconnessione con la Grecia (100% della capacità offerta in tutte le ore in cui il collegamento è risultato disponibile), molto buona la situazione delle zone interne, soprattutto dopo il 2 agosto, a seguito dell'introduzione dei meccanismi automatici di monitoraggio e aggiustamento, e positiva la situazione della frontiera Nord – ad eccezione dei periodi che afferiscono ai *low consumption days* –, anche in questo caso con ulteriore miglioramento dopo l'introduzione dei meccanismi automatici di monitoraggio e aggiustamento. I risultati confermano, quindi, la bontà delle prestazioni di Terna e l'efficacia dei meccanismi automatici di monitoraggio e aggiustamento introdotti per i vari confini.

Revisione delle zone di mercato

Oltre a introdurre nuovi principi per la revisione delle zone di mercato che confluiranno nella revisione del regolamento CACM GL, il regolamento 943/2019 ha avviato una specifica revisione delle zone a livello europeo. Il processo, avviato nel secondo semestre del 2019, ha visto nel 2020 l'approvazione da parte di ACER dei criteri per la valutazione delle varie configurazioni zonali e nel 2022 delle configurazioni zonali alternative da analizzare (decisione ACER n. 11/2022). In particolare, è allo studio l'ipotesi di suddividere la zona Nord in due porzioni, Nord-Ovest (coincidente con Valle d'Aosta, Piemonte occidentale e Liguria, eccetto La Spezia) e zona Nord-Est (coincidente con Emilia-Romagna, Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, La Spezia e Piemonte orientale). Lo studio dovrebbe essere completato entro luglio 2023, tuttavia i TSO hanno già evidenziato 6 mesi di ritardo per cui i risultati dovrebbero essere pubblicati a inizio 2024.

Adeguatezza

A seguito delle previsioni del regolamento (UE) 943/2019, ENTSO-E ha sviluppato una serie di metodologie per la determinazione del valore dell'energia non fornita (VoLL), del costo del nuovo entrante (CoNE) e dello standard di adeguatezza (RS) e per la valutazione europea di adeguatezza (*European Resource Adequacy Assessment – ERAA*), approvate da ACER nel corso del 2020.

L'ERAA – attraverso un modello di simulazione basato sui dati forniti dai TSO per la domanda, la generazione, lo *storage* e la rete elettrica – permette ad ENTSO-E di valutare annualmente il livello di adeguatezza atteso del sistema elettrico europeo su un orizzonte di dieci anni. Tramite l'ERAA è quindi possibile identificare potenziali problemi attesi di adeguatezza così da fornire una base solida e obiettiva per le decisioni degli Stati a supporto dell'eventuale introduzione di misure complementari al mercato dell'energia (ad esempio, mercati della capacità). L'analisi può essere completata da valutazioni di adeguatezza a livello nazionale (NRAA).

La metodologia ERAA, approvata da ACER nel 2020, dovrebbe essere pienamente attuata da ENTSO-E nell'ambito dell'ERAA 2024. Nel frattempo, ENTSO-E ha implementato una versione semplificata della metodologia nel 2021 (ERAA 2021) e nel 2022 (ERAA 2022). In entrambi i casi, ACER, chiamata ad esprimersi ai sensi del regolamento (UE) 943/2019, pur riconoscendo dei miglioramenti apportati da ENTSO-E tra la prima e la seconda analisi, ha deciso di non approvare gli esiti delle valutazioni, in considerazione del fatto che le semplificazioni introdotte ne avrebbero potenzialmente compromesso l'affidabilità (sovrastimando, secondo l'Agenzia, il rischio di inadeguatezza). ACER ha inoltre fornito delle raccomandazioni a ENTSO-E affinché l'ERAA 2023 rifletta maggiormente alcuni aspetti ritenuti importanti per l'attendibilità dei risultati.

Secondo ACER, in primo luogo ENTSO-E dovrebbe garantire che gli scenari di riferimento dell'ERAA 2023 riflettano gli obiettivi politici fissati a livello europeo (c.d. pacchetto *fit-for-55*) e, per estensione, nazionale. In secondo luogo, un'area sui cui ENTSO-E dovrebbe incrementare gli sforzi è il modulo *Economic Viability Assessment – EVA*, che definisce le dismissioni e gli ingressi di nuova capacità nel mercato, e, in particolare, la sua coerenza con il modello di rischio (*Economic Dispatch* per il calcolo degli indicatori di energia non fornita, ENS e perdita di carico attesa, LOLE). Un terzo problema ricorrente nell'ERAA 2021 e 2022 riguarda i valori delle capacità interzonalmente utilizzati nella valutazione. ACER si attende che nell'ERAA 2023 ENTSO-E prenda in considerazione eventuali nuovi sviluppi di rete pianificati durante il periodo oggetto di valutazione. Inoltre, in linea con le raccomandazioni di ACER per l'ERAA 2022, l'Agenzia si aspetta che l'ERAA 2023 rispecchi l'impatto dell'obiettivo minimo del 70% sulle capacità interzonalmente e implementi l'approccio *flow-based* per il calcolo della capacità in tutti gli anni obiettivo e per le CCR *Core* e *Nordic*. Infine, ACER ritiene che esista un ampio margine per migliorare la trasparenza della valutazione, in termini di metodologia, ipotesi e interpretazione dei risultati. Ciò è supportato dalle osservazioni ricevute, in cui le parti interessate hanno evidenziato all'Agenzia come la mancanza di informazioni e trasparenza siano potenzialmente dannose per la loro comprensione dell'ERAA 2022.

Regional coordination centres

Il regolamento (UE) 943/2019 ha introdotto la figura degli RCC con l'intento di rafforzare la cooperazione fra i TSO già prevista con il terzo pacchetto energia. In particolare, gli RCC sono chiamati, a partire dal 1° luglio 2022, a rimpiazzare gli RSC introdotti dal regolamento SO GL, con estensione dei compiti loro assegnati.

Il perimetro di attività degli RCC coincide con le *System Operation Regions* – SOR, la cui configurazione è proposta da ENTSO-E e sottoposta all'approvazione di ACER. Il processo di definizione delle SOR è stato, tuttavia, piuttosto travagliato: la prima decisione ACER in materia, adottata nel 2020, è stata annullata per difetto di motivazione da parte del *Board of Appeal* in risposta a un appello presentato da ENTSO-E che contestava l'inclusione della CCR SWE nella SOR *Central Europe* e richiedeva, invece, la costituzione di una SOR SWE, come da loro inizialmente proposto. ACER ha quindi adottato una nuova decisione nel corso del 2021 che ha confermato l'inclusione della CCR SWE nella SOR *Central Europe*; la decisione è stata nuovamente impugnata per carenza di motivazione e difetto di procedura da parte di ENTSO-E e successivamente ritirata da ACER che ha riavviato il procedimento decisionale con adozione della configurazione finale ad aprile 2022, con la decisione n. 5/2022, che ha accolto le istanze di ENTSO-E con la costituzione della SOR SWE separata dalla SOR *Central Europe*. La revisione delle SOR ha comportato un'evoluzione anche per l'Italia: Terna, infatti, era stata inizialmente inserita nella sola SOR *Central Europe* con i confini settentrionali e la sola zona Nord, mentre il confine con la Grecia e le altre zone interne al territorio nazionale avrebbero costituito un'interfaccia con la regione SEE. Terna, quindi, avrebbe potuto delegare i processi relativi a tali confini e zone all'RCC Selene, ma non avrebbe potuto partecipare alla *governance* di questo RCC. Con la revisione è stata riconosciuta da ACER la peculiarità dell'area di controllo di Terna, estesa su due differenti aree sincrone (Europa continentale e Sardegna): Terna ha potuto, pertanto, essere inclusa sia nella SOR *Central Europe* sia nella SOR SEE, con piena partecipazione di Terna agli RCC di entrambe le regioni.

Una volta definite le SOR, i relativi TSO devono proporre la costituzione dei relativi RCC alle competenti autorità di regolazione nazionale, che devono adottare una decisione congiunta in merito. Dato che la prima versione della proposta era dovuta entro il 1° luglio 2020, i TSO hanno iniziato a definire l'assetto degli RCC di ciascuna regione sulla base della prima configurazione delle SOR. ARERA ha quindi partecipato attivamente alla valutazione della proposta per la SOR *Central Europe*, mentre è stata solamente consultata come parte in causa per la SOR SEE. A seguito dell'adozione della configurazione definitiva delle SOR, entrambe le proposte di costituzione degli RCC sono state significativamente riviste: per la SOR *Central Europe* sono stati espunti i TSO di Spagna e Portogallo (confluiti nella SOR SWE) e sono stati inseriti degli appositi strumenti di coordinamento per Coreso, che è costituito RCC sia per la SOR *Central Europe* sia per la SOR SWE; per la SOR SEE, invece, è stata riconosciuta la piena partecipazione di Terna. Le decisioni sono state entrambe approvate a livello coordinato dalle competenti autorità di regolazione a giugno 2022, in tempo per produrre effetti con la costituzione degli RCC il 1° luglio 2022: l'Autorità ha poi provveduto a ratificarle con la delibera 19 luglio 2022, 344/2022/R/eel.

Entrando nel merito dei compiti assegnati agli RCC, il regolamento (UE) 943/2019 prevede l'adozione di specifiche metodologie per tutti i compiti non coperti dai codici di rete. La decisione spetta ad ACER su proposta di ENTSO-E. Nel corso del 2022 sono state approvate le metodologie per le analisi dei disturbi occorsi al sistema elettrico (decisione ACER n. 4/2022), per la formazione degli operatori degli RCC (decisione ACER n. 7/2022) e per il supporto da parte degli RCC alla ripartizione dei costi per l'attivazione delle azioni di ridispacciamento (decisione ACER n. 13/2022).

Rendite di congestione

L'art. 19 del regolamento (UE) 943/2019 ha previsto che le rendite di congestione siano primariamente utilizzate per la garanzia della disponibilità della capacità per gli scambi fra le zone di mercato o per mantenere e incre-

mentare detta capacità (obiettivi prioritari); solamente qualora entrambi detti obiettivi siano soddisfatti è possibile prevedere l'utilizzo delle rendite di congestione per la riduzione delle tariffe di rete.

La verifica del rispetto degli obiettivi citati spetta alle autorità di regolazione sulla base di una metodologia sviluppata dai TSO e approvata da ACER (si veda la decisione n. 38/2020), la cui piena applicazione è prevista dal 2022 in riferimento al 2021.

In particolare, con la delibera 5 aprile 2022, 159/2022/I/eel, l'Autorità ha pubblicato i dati relativi al saldo con dettaglio mensile dei proventi e oneri derivanti dalle procedure di assegnazione della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione con l'estero e, per la prima volta, sui confini tra zone di mercato interne al territorio italiano per il periodo gennaio 2021-dicembre 2021 (una sintesi è riportata nella tavola 3.6).

Le rendite di congestione derivanti dall'allocatione della capacità interzonale (quota parte Terna, quindi spettanti al sistema italiano) per il periodo gennaio-dicembre 2021 ammontano a circa 321 milioni di euro, 249 dei quali relativi all'allocatione della capacità alle frontiere con l'estero e i restanti 72 relativi alle zone interne (valore dato dalla somma delle rendite nazionali pari a 221 milioni di euro e il saldo CCC pari a -149 milioni di euro).

TAV. 3.5 Rendite di congestione alle frontiere relative all'anno 2021 (in euro)

	FRANCIA	SVIZZERA	AUSTRIA	SLOVENIA	GRECIA	MONTENEGRO	TOTALE
TOTALE	266.727.960,48	132.428.961,86	26.390.536,16	35.111.170,77	25.660.604,98	11.894.394,24	498.213.628,49
QUOTA PARTE TERNA	133.363.980,24	66.180.775,15	13.195.268,08	17.555.585,39	12.830.302,49	5.947.197,12	249.073.108,47

Fonte: Terna.

Con il medesimo provvedimento, l'Autorità ha inoltre confermato che tali proventi sono stati utilizzati da Terna in conformità agli scopi previsti dall'art. 19, comma 2, del regolamento (UE) 943/2019 e che nessun provento è stato utilizzato al fine di ridurre tariffe di rete.

Demand response

Ai sensi dell'art. 59(1)(e) del regolamento (UE) 943/2019, la Commissione ha avviato un processo finalizzato all'adozione di un nuovo codice di rete per regolamentare con maggiore dettaglio il settore della *demand response*. Tale processo ha previsto una prima fase di indagine, conclusa a inizio 2022, da parte di ACER circa i contenuti che il futuro codice di rete dovrebbe includere e la successiva stesura delle linee guida non vincolanti (*non-binding framework guideline*), che stabiliscono i principi da seguire nello sviluppo del codice di rete per la definizione di regole armonizzate relative alla *demand response*.

Le linee guida sono state adottate da ACER a dicembre 2022, dopo quasi un anno di lavoro congiunto con le autorità di regolazione e i soggetti esperti. Il risultato è un documento di principi e raccomandazioni che spaziano dalla regolamentazione di ruoli e responsabilità, ai modelli di aggregazione, ai principi per la qualifica delle risorse, ai meccanismi per il coordinamento tra mercati *wholesale* e mercati locali, ivi incluso il coordinamento tra TSO e DSO e ai principi per la fornitura e l'approvvigionamento di servizi da risorse diffuse. I principi e le raccomandazioni formulate tengono conto del quadro regolatorio esistente definito dai codici di rete già in vigore e ambiscono a specificare ulteriormente le regole per promuovere lo sviluppo della flessibilità lato domanda, per la partecipazione ai mercati e la fornitura di servizi a TSO e DSO.

L'Autorità ha partecipato attivamente ai gruppi di lavoro ACER che hanno coordinato la tematica e al gruppo di lavoro incaricato della stesura delle linee guida stesse.

Altri aspetti rilevanti

L'efficienza del mercato integrato non può prescindere dalla disponibilità di adeguata capacità di trasporto fra le varie zone di mercato. Lato Italia, la situazione più critica riguarda l'interconnessione con la Grecia che dal 2012 è stata affetta da significative indisponibilità sia per manutenzione programmata (anche di carattere straordinario) sia per guasti dovuti a problematiche intrinseche all'infrastruttura o ad azioni meccaniche esterne. A tal proposito, nel 2018, in cooperazione con l'autorità di regolazione greca, è stata avviata un'apposita istruttoria conoscitiva che si è conclusa nel 2021 con la pubblicazione del rapporto definitivo nel quale sono state analizzate le cause dei vari disservizi e con l'invio ai TSO di alcune raccomandazioni finalizzate, fra l'altro, alla valutazione, tramite l'analisi dei costi e dei benefici, dell'efficacia di alcune misure che possano mitigare il rischio di guasto o contenere i tempi di ripristino del collegamento. Questi ultimi, in particolare, si sono rivelati essere anche piuttosto lunghi a causa della necessità di reperire sul mercato la disponibilità di mezzi idonei per gli interventi sui collegamenti sui cavi sottomarini. Terna ha iniziato a valutare soluzioni alternative nel corso del 2022: gli esiti delle valutazioni saranno condivisi formalmente con l'Autorità nel corso del 2023.

Infine, l'Autorità ha un ruolo attivo nella gestione delle esenzioni inerenti a iniziative private di sviluppo della capacità di interconnessione per il sistema elettrico. In particolare, storicamente, l'Autorità verificava, in cooperazione con le autorità di regolazione dei paesi coinvolti, la domanda di esenzione e analizzava le condizioni per il rilascio della stessa, emanando un parere (*Joint Opinion*) al competente Ministero che era titolato al rilascio della stessa, a seguito della decisione favorevole da parte della Commissione europea. Più recentemente, a partire dall'entrata in vigore del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210 (26 dicembre 2021) di recepimento della direttiva (UE) 944/2019 e di attuazione delle disposizioni del regolamento (UE) 943/2019, l'Autorità è diventata direttamente responsabile del rilascio delle esenzioni e delle decisioni in merito ad esenzioni già concesse.

In tale ambito, con la delibera 8 febbraio 2022, 47/2022/R/eel, l'Autorità ha approvato la proroga, richiesta dalla società Piemonte Savoia, del termine ultimo per l'entrata in esercizio dell'*interconnector* Piemonte-Savoia previsto dall'esenzione di cui al decreto direttoriale 290/ML/6/2016 conformemente alla decisione della Commissione europea del 19 gennaio 2022. Inoltre, con la delibera 12 luglio 2022, 326/2022/R/eel, l'Autorità ha approvato lo schema aggiornato del contratto predisposto da Terna e da Piemonte Savoia per la gestione commerciale dell'*interconnector* che si è reso necessario a causa dell'entrata in esercizio differita nel tempo, originariamente non prevista, del modulo *interconnector* (entrato in esercizio il 7 novembre 2022) e del modulo RTN, così da consentire al mercato italiano di beneficiare della nuova capacità di interconnessione, non appena disponibile.

Investimenti in nuove infrastrutture di trasmissione

Valutazione dello schema di piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale

Con il parere 19 luglio 2022, 335/2022/l/eel, l'Autorità ha trasmesso al Ministro della transizione ecologica gli esiti della valutazione dell'Autorità sullo schema di piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2021 (Piano 2021), con un nulla osta agli interventi proposti a meno di specifici progetti; tra le valutazioni trasmesse dall'Autorità al Ministro della transizione ecologica rilevano:

- il parere favorevole all'intervento di sviluppo HVDC Sicilia-Continente, parte del progetto codice 723-P, per il quale erano stati previsti approfondimenti nel parere dell'Autorità 574/2020/l/eel;
- il parere contrario ai seguenti interventi, da porre in "valutazione", ossia senza attività realizzative nell'orizzonte decennale del Piano, per la loro insufficiente utilità per il sistema elettrico in termini di rapporto tra benefici e costi attesi e/o per la disponibilità di soluzioni alternative più efficienti:
 - l'intervento di sviluppo relativo al secondo polo nell'ambito dell'interconnessione Italia-Montenegro, codice 401-P;
 - il progetto di interconnessione HVDC tra Italia e Slovenia, parte dell'intervento codice 200-I;
 - il progetto 354-N di interconnessione Isola del Giglio;
 - il progetto 630-N di interconnessione Isola di Favignana;
- le ulteriori condizioni per alcuni progetti:
 - che per l'intervento SA.CO.I. 3 Sardegna-Corsica-Italia continentale, codice 301-P, vengano adeguatamente valorizzati, a riduzione degli oneri per il sistema elettrico nazionale, il contributo da parte francese, come prefigurato da Terna, nonché gli eventuali contributi europei che paiono auspicabili in relazione alle esternalità positive dell'intervento in materia di sicurezza di approvvigionamento per i sistemi elettrici insulari di Corsica e Sardegna e di innovazione per il sistema europeo;
 - che la realizzazione dell'intervento di interconnessione Italia-Tunisia, codice 601-I, sia condizionata a un significativo finanziamento da parte della Commissione europea o di altri sistemi nazionali, da quantificarsi, come specificato nella richiesta di Terna di allocazione transfrontaliera dei costi, in almeno il 50% dei costi di investimento;
 - che il progetto di nuovo HVDC Italia-Grecia (GRITA2), codice 554-N, sia oggetto di ulteriori approfondimenti e venga valutato in sede di parere sullo schema di Piano di sviluppo 2023.

Inoltre, nell'ambito del parere 335/2022/l/eel, l'Autorità ha espresso:

- la raccomandazione a Terna, ai sensi dell'art. 43 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, di analizzare separatamente, nei futuri schemi di Piani di sviluppo, l'intervento relativo al secondo polo dell'interconnessione Italia-Montenegro, per conformità alle caratteristiche del progetto codice 28 del TYNDP 2020, e di non includere tale intervento nelle "reti base" ai fini delle analisi costi-benefici;
- la richiesta a Terna, ai sensi dell'art. 36 del decreto legislativo n. 93/2011, di includere nei futuri schemi di Piano di sviluppo una scheda intervento relativa alla seconda interconnessione Italia-Malta, qualora essa venga inclusa nei prossimi TYNDP europei;
- la raccomandazione circa l'elevata priorità agli interventi di sviluppo SA.CO.I. 3, HVDC Centro-Sud-Centro-Nord e HVDC Sicilia-Sardegna.

Aggiornamento dei requisiti minimi per il piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica

Con il documento per la consultazione 13 settembre 2022, 422/2022/R/eel, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti relativamente all'aggiornamento delle disposizioni e dei requisiti minimi fissati dall'Autorità (cfr. delibera 4 novembre 2016, 627/2016/R/eel, e successive modifiche e integrazioni) per la consultazione e la predisposizione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale. Gli orientamenti hanno riguardato principalmente:

- un possibile nuovo approccio alla valutazione dei principali progetti di trasmissione e al loro trattamento ai fini dei riconoscimenti tariffari, e in particolare:
 - una prima valutazione dell'Autorità sulla "linea di sviluppo dell'intervento", ossia su una proposta che identifica l'obiettivo principale da perseguire, la zona di rete su cui dovrebbe insistere l'intervento e una stima di massima dei costi e dei benefici;
 - l'autorizzazione, per il gestore del sistema di trasmissione, a sostenere le spese (efficienti) necessarie per la definizione del progetto, a titolo esemplificativo: studi di prefattibilità, spese di *project management*, attività di concertazione pre-autorizzativa, studi di fattibilità, *survey* marine, se applicabili, attività funzionali all'autorizzazione;
 - una seconda valutazione dell'Autorità, indicativamente a procedura autorizzativa vicino al completamento o già completata, funzionale a dare il parere favorevole al successivo riconoscimento delle spese (efficienti) di realizzazione dell'intervento;
- l'aggiornamento dei requisiti minimi per i piani di sviluppo e, in particolare, delle disposizioni in materia di analisi costi-benefici, e in particolare:
 - l'evoluzione dei contenuti del Piano di sviluppo al fine di ricomprendere, in appositi allegati informativi, il complesso delle attività di investimento previste da Terna;
 - l'introduzione di formati di riferimento per la pubblicazione della programmazione degli investimenti per gli interventi del Piano di sviluppo;
 - la pubblicazione, entro il 28 febbraio degli anni in cui non è predisposto il Piano di sviluppo, di un rapporto sintetico di avanzamento degli interventi;
 - l'innalzamento della soglia di investimento per l'applicazione dell'analisi costi-benefici (ACB), al fine di focalizzare maggiormente le analisi costi-benefici sui principali interventi;
 - la conferma del trattamento dei costi compensativi esogeni alle infrastrutture di trasmissione come voce di costo nell'ambito dell'ACB;
 - la conferma dell'attualizzazione dei benefici e dei costi all'anno di predisposizione del Piano di sviluppo;
 - le modifiche ad alcune categorie di benefici e alla loro valorizzazione (B1, B7, B8, B18 e B19) e l'eventuale definizione di una nuova categoria di beneficio per la riduzione di *overgeneration* di sistema in esito al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), una volta chiarito che non vi siano effetti di *double counting*.

Tutela dell'ambiente e innovazione

Iniziative a sostegno della transizione energetica

Meccanismo di compensazione a due vie per l'energia elettrica immessa da impianti a fonti rinnovabili

Con il documento per la consultazione 29 marzo 2022, 133/2022/R/eel, e il successivo provvedimento 21 giugno 2022, 266/2022/R/eel, è stato dato attuazione a quanto disposto dal decreto legge 27 gennaio 2022, n. 4, all'art. 15-*bis*, che prevede che, a decorrere dalla data del 1° febbraio 2022 e fino alla data del 31 dicembre 2022, sia applicato un meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell'energia immessa in rete da impianti fotovoltaici di potenza superiore a 20 kW che beneficiano di premi fissi derivanti dal meccanismo del Conto energia, non dipendenti dai prezzi di mercato e da impianti di potenza superiore a 20 kW alimentati da fonte solare, idroelettrica, geotermoelettrica ed eolica che non accedono a meccanismi di incentivazione, entrati in esercizio in data antecedente al 1° gennaio 2010. L'Autorità, su mandato del decreto legge stesso, ne ha disciplinato gli aspetti di dettaglio, definendo per esempio l'esatta individuazione degli impianti soggetti all'obbligo, le modalità con cui i produttori trasmettono al GSE le informazioni necessarie e le modalità di calcolo dell'energia immessa soggetta al meccanismo di compensazione.

Sistemi di incentivazione per impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili con caratteristiche di innovazione o costi di generazione elevati – Parere sullo schema di decreto interministeriale

L'Autorità, con il parere 2 agosto 2022, 387/2022/I/efr, ha espresso, ai sensi degli artt. 6 e 7 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, il proprio parere in merito allo schema di decreto del Ministro della transizione ecologica (ora Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica), di concerto con il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali (ora Ministro dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste), recante "Definizione delle modalità per l'implementazione dei sistemi di incentivazione per impianti alimentati da fonti rinnovabili che presentino caratteristiche di innovazione o costi di generazione elevati" (c.d. "FER2"), trasmesso dal Ministero della transizione ecologica con la lettera del 19 luglio 2022.

Lo schema di decreto interministeriale FER2 stabiliva le modalità e le condizioni in base alle quali gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da biogas e biomasse, solari termodinamici, geotermoelettrici ed eolici *off-shore*, che presentano caratteristiche di innovazione e ridotto impatto sull'ambiente e sul territorio, possano accedere agli incentivi.

L'Autorità, esprimendo anzitutto un generale apprezzamento per lo schema di decreto interministeriale FER2, che riproduce, in buona parte, la struttura dei precedenti decreti interministeriali di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai fini del raggiungimento degli obiettivi in materia di incidenza percentuale delle fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia, con il parere 387/2022/I/efr, ha richiamato i seguenti aspetti che, ad avviso della medesima Autorità, richiedono particolare attenzione:

- contingenti di potenza incentivabile, suggerendo la differenziazione per aree geografiche e suggerendo che la parte dei contingenti resa disponibile in ciascuna procedura concorsuale sia coerente con le potenze delle iniziative autorizzate;
- calcolo dell'incentivo nel caso di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili programmabili, suggerendo che:
 - nel caso di impianti di produzione non programmabili per i quali sono sottoscritti contratti a due vie con il GSE, l'incentivo sia posto pari alla differenza tra la tariffa spettante e il prezzo zonale orario (in piena continuità con quanto previsto dai precedenti decreti interministeriali);
 - nel caso di impianti di produzione programmabili per i quali sono sottoscritti contratti a due vie con il GSE, l'incentivo sia posto pari (per esempio) alla differenza tra la tariffa spettante e la media aritmetica mensile dei prezzi zionali orari;
- definizione, da parte dell'Autorità, della tariffa per la prosecuzione dell'esercizio degli impianti di produzione alimentati da biogas e biomasse con incentivi in scadenza entro la data del 31 dicembre 2026, chiedendo tempistiche adeguate allo scopo (almeno 180 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto interministeriale FER 2).

Proposta al Ministro della transizione ecologica in relazione all'attuazione dell'art. 46 del decreto legislativo n. 199/2021 in materia di garanzie di origine

L'Autorità, con la delibera 31 maggio 2022, 235/2022/R/com, ha definito, ai sensi dell'art. 46 del decreto legislativo n. 199/2021, la propria proposta al Ministro della transizione ecologica (ora Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica) in relazione alle modalità di attuazione dell'art. 46 del decreto legislativo n. 199/2021 in materia di garanzie di origine (GO).

L'Autorità, in particolare, ha proposto che le modalità di rilascio, riconoscimento e annullamento delle GO da fonti rinnovabili previste dall'art. 46 del decreto legislativo n. 199/2021, specificando se riferite all'energia elettrica, al gas, incluso il biometano, all'idrogeno e ai prodotti usati per il riscaldamento o il raffrescamento, siano sostanzialmente le medesime già previste nel caso delle GO per l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

Inoltre, l'Autorità, con la delibera 31 maggio 2022, 235/2022/R/com, e il relativo Allegato A, ha proposto al Ministro della transizione ecologica:

- le disposizioni generali in materia di GO;
- le modalità di differenziazione delle tipologie di GO;
- le modalità di rilascio, riconoscimento e annullamento delle GO;
- le modalità di commercializzazione e registrazione delle GO;
- le disposizioni ai fini della definizione dei contratti di energia prodotta da fonti rinnovabili;
- le modalità di utilizzo dei proventi derivanti dalla vendita delle GO nella disponibilità del GSE;
- le disposizioni relative alla verifica della precisione, dell'affidabilità o dell'autenticità delle GO rilasciate da altri Stati e relative all'eventuale rifiuto.

Semplificazioni procedurali per la connessione degli impianti di produzione

Nell'anno 2022 sono state apportate due modifiche e integrazioni al Testo integrato connessioni attive (TICA), sulla base di altrettante disposizioni normative, finalizzate alla semplificazione degli iter di connessione degli impianti di produzione di energia elettrica utilizzando il Modello unico inizialmente previsto dal decreto ministeriale 19 maggio 2015.

Inizialmente, sulla base delle disposizioni normative previste dall'art. 25, comma 3, del decreto legislativo n. 199/2021, la delibera 29 marzo 2022, 128/2022/R/efr, al fine di permettere che si possa utilizzare l'attuale Modello unico per impianti fotovoltaici, ha modificato e integrato il TICA al fine di:

- connettere anche impianti fotovoltaici di potenza fino a 50 kW;
- richiedere al GSE anche l'accesso al regime di ritiro dedicato ovvero ai meccanismi incentivanti previsti dall'art. 7, comma 1, lettera a), e dall'art. 8 del decreto legislativo n. 199/2021, ferma restando la definizione da parte del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica dei relativi meccanismi incentivanti.

Successivamente, sulla base delle disposizioni normative previste dal decreto interministeriale 2 agosto 2022, la delibera 6 dicembre 2022, 674/2022/R/efr, ha, tra l'altro:

- modificato e integrato il TICA, iniziando a dare attuazione a quanto disposto dal decreto interministeriale 2 agosto 2022 in relazione alle previsioni a contenuto vincolato, al fine di permettere che si possa utilizzare l'attuale Modello unico per impianti fotovoltaici per connettere anche impianti fotovoltaici di potenza fino a 200 kW;
- previsto che il GSE, entro il 20 dicembre 2022, previo assenso del Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità, avrebbe pubblicato nel proprio sito internet i Modelli unici aggiornati e integrati degli elementi strettamente necessari per dare seguito a quanto previsto dalla medesima delibera 674/2022/R/eel, in aggiunta a quelli già previsti dai Modelli unici allegati al decreto ministeriale 16 marzo 2017 e al decreto interministeriale 2 agosto 2022;
- previsto che i gestori di rete, entro il 31 gennaio 2023, avrebbero aggiornato le proprie modalità e condizioni contrattuali (MCC), predisposte ai sensi dell'art. 3 del TICA, per dare seguito a quanto previsto dal decreto interministeriale 2 agosto 2022 e dalla medesima delibera 674/2022/R/eel;
- previsto che le altre integrazioni e modifiche del TICA derivanti dal decreto interministeriale 2 agosto 2022 (quali, la connessione di impianti fotovoltaici tramite punti di connessione condivisi con altri impianti di produzione, la connessione di impianti fotovoltaici aventi più unità di produzione, il potenziamento di un impianto fotovoltaico, la connessione di un impianto di produzione che richiede interventi sugli impianti del gestore di rete che non rientrano tra la definizione di "lavori semplici" ai sensi del TICA, la revisione del corrispettivo unico standard inclusivo dei costi per la connessione che i richiedenti sono tenuti a corrispondere ai gestori di rete nel caso in cui all'impianto di produzione si possa applicare l'iter semplificato del Modello unico) siano rimandate a un successivo provvedimento, previa consultazione, al fine di semplificare in modo ampio e organico le procedure di connessione, anche sulla base della più generale revisione delle procedure di connessione.

Iniziative a sostegno della mobilità elettrica e della progressiva decarbonizzazione dei consumi

A seguito della pubblicazione dei decreti legislativi n. 199/2021, di recepimento della direttiva (UE) 2001/2018 (c.d. "RED II"), e n. 210/2021, di recepimento della direttiva (UE) 944/2019, l'Autorità ha avviato un pacchetto di quattro procedimenti funzionali all'implementazione delle previsioni contenute in tali decreti. Tra questi, quello avviato con delibera 115/2022/R/eel riguarda, in particolare, misure tariffarie per le infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico, nonché in materia di regole tecniche necessarie al fine di agevolare la connessione dei punti di ricarica (sia ad accesso pubblico che privato).

Nell'ambito di tale procedimento, il 27 settembre 2022 l'Autorità ha pubblicato un primo documento di consultazione, 449/2022/R/eel, recante *"Iniziative regolatorie a supporto della progressiva decarbonizzazione dei consumi e per l'attuazione delle disposizioni contenute nel d.lgs. 210/2021 e nel d.lgs. 199/2021 in tema di mobilità elettrica"*, con il principale intento di costruire un quadro di riferimento e di scenari in cui si inseriranno future iniziative regolatorie a supporto della decarbonizzazione dei consumi (in particolare, le misure attuative dell'obiettivo strategico OS 29 del Quadro strategico 2022-2025). In particolare, considerata l'ampiezza di tali tematiche e le complesse interazioni che potrebbero instaurarsi con il settore elettrico, prima di formulare proposte relative all'aggiornamento della regolazione, l'Autorità ha ritenuto utile una consultazione per raccogliere ulteriori informazioni e proposte utili a una migliore definizione del quadro informativo degli sviluppi tecnologici, normativi e di mercato, delle evoluzioni attese nei prossimi anni e degli impatti sulle reti elettriche, in modo tale da disporre di una base su cui fondare le proposte che saranno oggetto della seconda consultazione.

Il documento illustra, quindi, nello specifico:

- gli scenari di elettrificazione dei consumi, con particolare riferimento a: lo stato dell'arte della mobilità elettrica individuale in Italia (la crescita del parco circolante degli ultimi anni, i possibili scenari futuri e l'analisi delle principali motivazioni di acquisto di veicoli elettrici), le principali caratteristiche dei modelli di veicolo elettrico, le infrastrutture di ricarica disponibili in Italia e l'evoluzione attesa al 2030, alcuni elementi relativi all'elettrificazione dei porti e allo sviluppo atteso del *cold ironing*, gli impatti attesi sulla domanda di energia e di potenza per i diversi tipi di elettrificazione considerati (ricarica in luoghi accessibili al pubblico, in luoghi privati, elettrificazione nei settori residenziale e terziario ed elettrificazione dei porti);
- lo stato dell'arte del servizio di ricarica dei veicoli elettrici con particolare riferimento a: le modalità di ricarica dei veicoli elettrici (ricarica in luogo privato a uso individuale; ricarica in luoghi privati a uso collettivo; ricarica in luoghi accessibili al pubblico), la natura del servizio di ricarica e la potestà di regolazione in materia dell'Autorità, in considerazione delle condizioni di concorrenza tra i diversi operatori per il servizio di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico previste dalla normativa comunitaria, la struttura di costi, la composizione e i prezzi del servizio di ricarica;
- il quadro regolatorio con particolare riferimento a: la ricognizione dell'attuale regolazione tariffaria e delle tipologie contrattuali già previste nel TIT (Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione), quanto previsto dal TIC (Testo integrato delle connessioni) in tema di connessioni alle reti elettriche dei distributori, l'attuale regolazione delle tariffe elettriche per i clienti domestici e non domestici (in particolare, per quanto previsto dal TIT in materia di potenza impegnata e potenza disponibile), la tariffa "BTVE" a struttura "monomia" (ovvero, con corrispettivi espressi solamente in eurocent/kWh) per punti in bassa tensione dedicati esclusivamente alla ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico, le iniziative in corso in tema di *"vehicle-to-grid"*;

- l'evoluzione dell'incidenza delle spese tariffarie (a copertura dei servizi di rete e degli oneri generali di sistema) con particolare riferimento alla crisi dei prezzi dell'energia elettrica e al loro impatto sui servizi di ricarica.

Il documento è corredato da box, appendici e allegati, realizzati anche con il contributo di Ricerca sul sistema energetico – RSE, che contengono dati, informazioni e analisi quantitative originali che aiutano a fare luce su aspetti quali, ad esempio, la rete italiana delle stazioni di ricarica (distribuzione, composizione ed effettivo grado di utilizzo), le principali caratteristiche tecniche dei veicoli elettrici, il ruolo che potrebbero svolgere i sistemi di accumulo per favorire la diffusione di stazioni di ricarica veloci e ultra-veloci, il futuro sviluppo delle pompe di calore e il contributo che potrebbero dare per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione.

A tale proposito l'Autorità ritiene essenziale che la crescita della mobilità elettrica (così come quella delle pompe di calore e delle altre applicazioni elettriche ad alta efficienza) si concili con il contestuale sviluppo efficiente del sistema elettrico nel suo complesso: il nuovo segmento di domanda si aggiunge infatti a quelli esistenti, comportando una "nuova elettrificazione" di usi finali tradizionalmente soddisfatti con combustibili liquidi (o gassosi). La diffusione dei veicoli elettrici porta con sé l'esigenza di una rete di punti di ricarica e, quindi, lo sviluppo della mobilità elettrica avrà inevitabili e importanti riflessi sull'evoluzione del sistema elettrico nazionale: occorre considerare l'impatto sulle reti di distribuzione in bassa e media tensione, dove si attesteranno i prelievi delle infrastrutture di ricarica (e, potenzialmente, le future immissioni di energia in rete nel caso di tecnologia *vehicle-to-grid* o V2G); al riguardo, è opportuno ricordare che i costi per lo sviluppo, l'esercizio e la manutenzione delle reti elettriche sono posti in capo a tutti gli utenti del sistema elettrico, tramite l'applicazione di tariffe per i servizi di rete non discriminatorie, definite da questa Autorità.

Negli ultimi dieci anni, cioè da quando l'Autorità ha introdotto la prima regolazione tariffaria tesa ad agevolare l'installazione di punti di ricarica per i veicoli elettrici, la crescita delle immatricolazioni di VE in Italia è stata indubbiamente notevole: a fine 2021 le automobili *full-electric* (BEV) e *ibride plug-in* (PHEV) arrivavano a rappresentare oltre il 9% delle immatricolazioni totali (con contributo paritario dei due tipi di alimentazione), mentre nei primi cinque mesi del 2022 si è registrata una contrazione soprattutto per le BEV. Per quanto riguarda il parco dei veicoli circolanti, a fine 2021 questo era composto da circa 132.000 BEV e da 115.000 PHEV, con tassi di crescita medi anno su anno del 70% nel 2018 e 2019 e di oltre il 130% nel 2020 e 2021. A fronte di tale situazione registrata a fine 2021, gli obiettivi definiti nel Piano nazionale integrato energia e clima pubblicato a inizio 2020 impongono un'ulteriore accelerazione, per raggiungere l'obiettivo di un parco circolante di 6 milioni di veicoli elettrici entro il 2030.

Questi alcuni dati tecnici rilevanti per valutare le caratteristiche medie tipiche dei veicoli elettrici disponibili negli ultimi anni sul mercato italiano e, conseguentemente, i servizi di flessibilità che potrebbero eventualmente venire offerti alle reti elettriche da parte di veicoli elettrici connessi:

- i modelli BEV (concentrati soprattutto nei segmenti A, B e C) rispetto ai modelli PHEV (concentrati soprattutto nei segmenti D, E ed F) presentano batterie di capacità nettamente maggiore (circa 4 volte superiori) e consumi chilometrici inferiori (circa la metà) e, di conseguenza, l'autonomia media in elettrico dei BEV risulta 6-7 volte superiore a quella dei PHEV (300-350 km vs 50-60 km);
- per quanto riguarda modalità e potenze di ricarica, guardando all'intero campione di modelli BEV e PHEV, più della metà (solo PHEV) è limitata alla ricarica lenta e solo un quarto (solo BEV) è in grado di ricaricare a potenze ultra-fast; più in dettaglio:

- nessun modello (tranne 1) viene dichiarato in grado di erogare servizi di tipo V2G, cioè di scaricare la batteria per alimentare la rete a cui il veicolo è connesso;
- per quanto riguarda i modelli BEV, la batteria ha una capacità media di 53 kWh e un consumo chilometrico medio di 0,152 kWh/km; ne consegue un'autonomia media di 340 km.

Particolarmente interessante è illustrare i dati attualmente disponibili in merito alla dimensione, alla distribuzione geografica e al grado di utilizzo delle stazioni di ricarica attive in Italia e che sfruttano la tariffa BTVE, tipologia contrattuale introdotta dall'Autorità nel 2012 per i punti di prelievo dedicati esclusivamente ad alimentare infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico. A fine 2021 i POD con tariffa BTVE erano 8.150, caratterizzati da una potenza impegnata media di 40 kW; nello stesso anno, il fattore di utilizzo medio di tali POD (valutato come il rapporto tra l'energia prelevata in un anno e la potenza impegnata) è risultato solo pari all'1,4%.

La seguente tavola 3.6 illustra l'evoluzione intervenuta nel quinquennio 2017-2021 in merito alla diffusione sia dei veicoli elettrici sia delle infrastrutture di ricarica in luoghi accessibili al pubblico e, conseguentemente, anche al loro fattore di utilizzo medio.

TAV. 3.6 Diffusione dei veicoli elettrici e delle infrastrutture di ricarica in luoghi accessibili al pubblico

STAZIONI DI RICARICA INSTALLATE IN BASSA TENSIONE CON TARIFFA BTVE	2017	2018	2019	2020	2021
Numero di stazioni di ricarica con tariffa BTVE	319	1.079	3.607	5.473	8.158
Potenza totale (MW)	12	45	145	217	326
Energia prelevata totale (MWh)	881	3.334	20.185	16.863	34.176
Potenza media per SdR (kW)	36,4	41,3	40,2	39,7	40,0
Fattore utilizzazione	1,2%	1,6%	2,2%	1,1%	1,4%

PARCO VEICOLI CIRCOLANTI (FONTE: EAFO)	2017	2018	2019	2020	2021
Full electric (BEV)	9.529	15.252	27.971	61.622	132.110
Ibride plug-in (PHEV)	5.786	10.820	16.854	44.310	115.078

Fonte: ARERA.

Si può osservare che, in cinque anni, mentre il parco veicoli è cresciuto di 15-20 volte (rispettivamente per le PHEV o per le BEV), la rete di stazioni di ricarica è cresciuta di circa 27 volte e, al contempo, mentre il fattore di utilizzo medio e la potenza media per stazione sono rimasti sostanzialmente invariati.

Per quanto riguarda la distribuzione delle stazioni di ricarica tra le regioni italiane, Lombardia, Piemonte ed Emilia-Romagna sono le tre regioni che raccolgono il maggior numero di POD BTVE mentre l'Umbria, pur disponendo di un numero limitato di POD, ne fa un uso molto più intenso delle altre regioni.

Progetti pilota e sperimentazioni

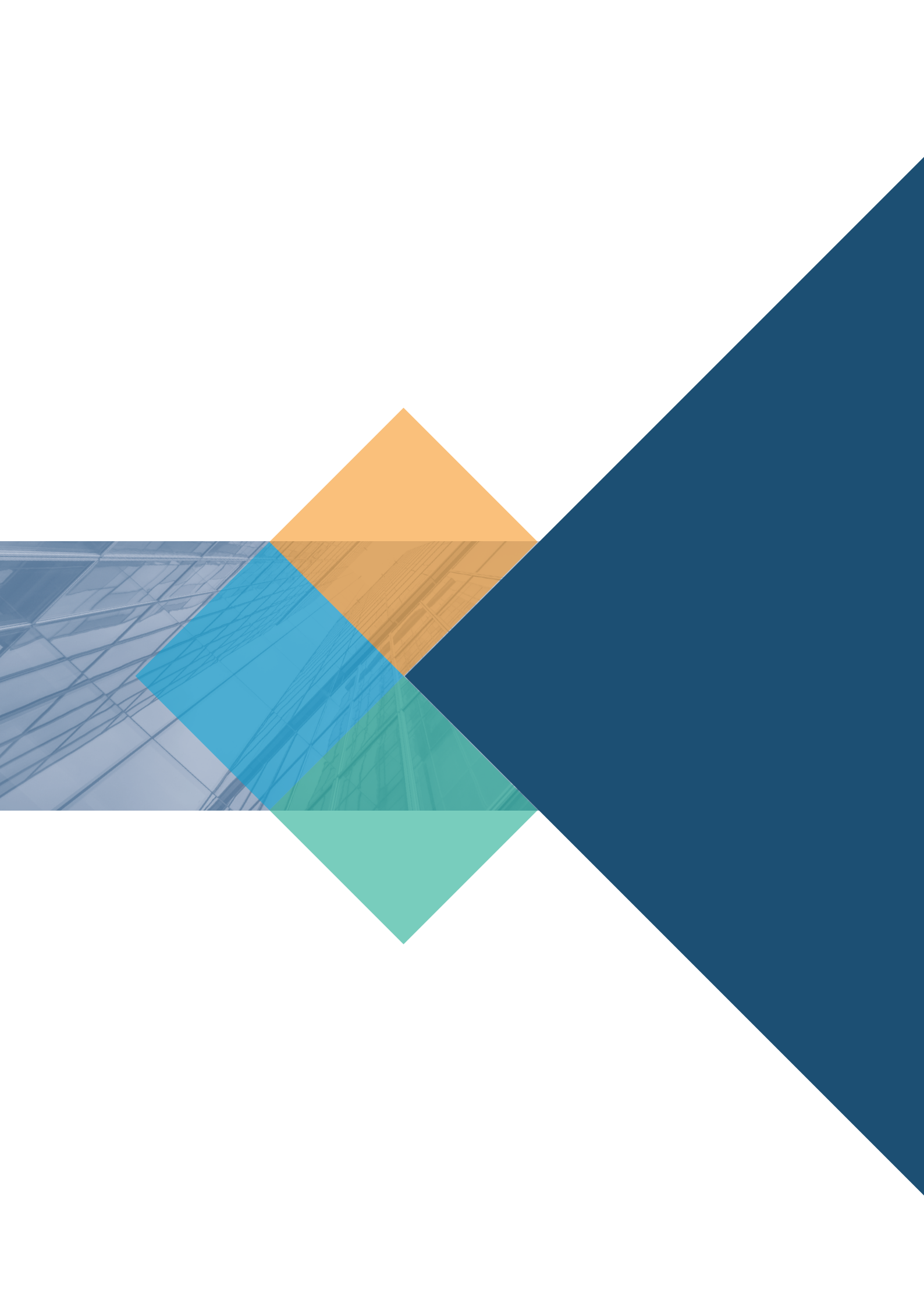
Sperimentazione per la ricarica dei veicoli elettrici in luoghi non accessibili al pubblico

Come illustrato nelle precedenti *Relazioni Annuali* (al Capitolo 3 del Volume 2), con la delibera 541/2020/R/eel era stata avviata, a partire dal 1° luglio 2021, l'iniziativa sperimentale tesa a favorire la ricarica privata di veicoli elettrici, rendendo gratuitamente disponibile una potenza di 6 kW, nelle fasce orarie serali e festive, anche a coloro che abbiano potenze contrattualmente impegnate inferiori (fino a 4,5 kW), purché dimostrino di avere installato in casa una "wallbox smart" (cioè un piccolo sistema di ricarica dei veicoli elettrici rispondente ai requisiti minimi di connettività bidirezionale alla rete internet specificati nella delibera).

La gestione operativa di tale iniziativa è stata affidata alla società GSE alla quale, dal 3 maggio 2021, i clienti interessati hanno potuto presentare richiesta di ammissione, allegando documentazione relativa all'effettiva installazione del suddetto dispositivo di ricarica. Al fine di agevolare i clienti nella scelta di tali "wallbox smart", ARERA e GSE hanno rispettivamente previsto e coordinato la costruzione e pubblicazione online di un elenco di dispositivi di ricarica riconosciuti idonei per la sperimentazione; a fine dicembre 2022 in tale elenco risultavano accreditati oltre 214 dispositivi, prodotti da 52 diversi costruttori.

Nel corso dei dodici mesi del 2022, secondo anno di funzionamento della sperimentazione, GSE ha ricevuto 1.013 richieste di adesione alla sperimentazione, portando così a quasi 1.900 il numero di richieste ricevute dall'avvio dell'iniziativa: il 68% di queste ha potuto essere effettivamente accolto, in quanto rispondente a tutti i requisiti indicati dalla delibera e completa di tutta la documentazione tecnica. La distribuzione geografica delle richieste presentate mostra una forte concentrazione al Nord (oltre il 59%, a fronte di circa il 23% al Centro e il 18% al Sud).

È interessante evidenziare alcuni dati estratti dalle richieste di adesione alla sperimentazione: il costo medio per l'acquisto di una wallbox smart è di poco superiore ai 1.300 euro e circa l'80% dei dispositivi installati è prodotto da solo cinque dei 43 costruttori accreditati.



CAPITOLO

4



**REGOLAZIONE
NEL SETTORE
DEL GAS NATURALE**

SETTORIALE

Regolazione delle reti e del sistema gas

Servizi di bilanciamento

Disciplina del *settlement*

Nell'ambito del documento per la consultazione 5 aprile 2022, 157/2022/R/gas, sono state descritte alcune azioni funzionali alla mitigazione degli effetti dovuti alle allocazioni anomale che si potrebbero verificare in alcuni casi particolari di indisponibilità di dati di misura corretti, con conseguenze sui bilanci di trasporto, alla luce di questi anni di applicazione della nuova disciplina del *settlement*. Nello specifico, sono state presentate le seguenti possibili azioni:

- “sterilizzazione” del prelievo caratterizzato come incoerente sia in sessione di bilanciamento, sia in sessione di aggiustamento, secondo un criterio basato sulla portata massima del gruppo di misura installato sul punto di riconsegna della rete di distribuzione o PdR e, successivamente, sulla base del consumo annuo e del profilo di prelievo attribuiti al PdR;
- ricomprensione nelle procedure dei PdR c.d. esclusi, prevedendo che, sia nell'ambito delle sessioni di bilanciamento sia in quelle di aggiustamento, venga adottata, al posto dell'esclusione, una profilazione basata sempre sul consumo annuo e sul profilo di prelievo attribuiti al PdR;
- ricalendarizzazione delle sessioni di aggiustamento e della procedura di calcolo del prelievo annuo CA_{PdR} secondo tempistiche presentate dal Gestore del Sistema informativo integrato, condivise con Snam Rete Gas, ritenute migliorative delle vigenti per quanto di competenza;
- l'introduzione di un meccanismo di incentivazione per le imprese di distribuzione volto a favorire la massima tempestività nel rettificare i dati di prelievo che non hanno positivamente superato la verifica di coerenza in sessione di bilanciamento o aggiustamento secondo una formula semplice che moltiplica un corrispettivo unitario – ipotizzato in linea con il valore degli indennizzi automatici base stabiliti per il mancato rispetto dei livelli specifici di qualità commerciale del servizio di distribuzione gas dalla RQDG – per il numero che identifica la sessione di aggiustamento, successiva a quella di bilanciamento, nell'ambito della quale il Gestore del Sistema informativo integrato ha dovuto operare la “sterilizzazione” dell'allocazione risultata anomala. In esito a ciascuna sessione di aggiustamento, il Gestore del Sistema informativo integrato ne determinerà il valore, che sarà comunicato all'impresa di distribuzione e a CSEA; gli importi, poi, saranno versati a CSEA secondo modalità e tempistiche da quest'ultima definite e saranno posti a valere sul conto relativo al *settlement* gas, istituito presso CSEA con la delibera 23 novembre 2017, 782/2017/R/gas, mantenendone separata evidenza.

Con la delibera 8 novembre 2022, 555/2022/R/gas, sono stati approvati interventi in materia di *settlement* confermando gran parte degli orientamenti posti in consultazione; infatti: (i) sono state previste modifiche e/o integrazioni al TISG in tema di tempistiche relativamente al calcolo del consumo annuo e alle sessioni di bilanciamento e di aggiustamento; (ii) è stato introdotto un nuovo criterio di incoerenza per l'individuazione di prelievi anomali, nonché l'obbligo di una successiva sterilizzazione in carico al Sistema informativo integrato, per una migliore efficienza delle fasi di aggregazione e bontà dei bilanci di trasporto finali; (iii) è stato confermato il

meccanismo di incentivazione delle imprese di distribuzione proposto in consultazione, che entrerà in vigore a partire dall'anno 2024.

Con la delibera 13 dicembre 2022, 688/2022/R/gas, l'Autorità è intervenuta in tema di *settlement* gas e di gestione delle garanzie per il servizio di bilanciamento, prevedendo tra l'altro, fino al mese di marzo 2023, una compensazione economica in sede di bilancio definitivo volta a considerare le variazioni dei prelievi collegate alla riduzione dei consumi per effetto degli interventi ministeriali o dovute al diverso comportamento dei clienti finali, favorito anche dai livelli di prezzo raggiunti. Con tale delibera, essendo già accertata la sovrastima dei prelievi provvisori invernali rispetto agli effettivi del bilancio definitivo, l'Autorità ha anche dato mandato al responsabile del bilanciamento di tener conto di una stima della riduzione dei prelievi attesi presso i *city gate* e della loro compensazione nell'ambito dell'art. 16 del TISG per quanto concerne la definizione delle garanzie da presentare.

Servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione

Accesso al servizio di trasporto

Con la delibera 23 settembre 2022, 440/2022/R/gas, alla luce delle criticità emerse in relazione all'avvio dell'anno termico, l'Autorità ha approvato disposizioni urgenti in materia di servizio di *default* trasporto con lo scopo di garantire la sicurezza del sistema e del conferimento della capacità di trasporto, prevedendo anche l'estensione, su richiesta degli utenti, delle capacità conferite per il mese di settembre dell'anno termico 2021-2022, sino al 31 ottobre 2022. È stato stabilito, altresì, di effettuare un monitoraggio del processo di conclusione dei contratti di fornitura e del servizio di *default* trasporto al fine di valutare ulteriori interventi in tema di modifica della regolazione dei servizi ovvero di segnalazione al Governo e al Parlamento. Per quanto concerne i clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto serviti in *default* sono state previste: (i) l'estensione a trenta giorni di servizio della garanzia che l'impresa maggiore di trasporto può richiedere; (ii) la fatturazione del servizio sulla base dei bilanci provvisori nel mese M+1, con pagamento entro quindici giorni dall'emissione della fattura, con successivo conguaglio non oltre i trenta giorni successivi dalla disponibilità dei bilanci di trasporto definitivi. Inoltre, è stato stabilito che il servizio si attivi già dal primo tentativo di discatura del punto di riconsegna richiesta dall'utente del bilanciamento a seguito di risoluzione del contratto di fornitura per inadempimento del cliente finale. Infine, è stato previsto che, limitatamente al periodo 1° ottobre 2022-31 marzo 2023, Snam Rete Gas possa approvvigionare i quantitativi di gas necessari all'espletamento del servizio di *default* trasporto anche tramite acquisti in anticipo rispetto al giorno gas G e secondo modalità dalla medesima definite e approvate dall'Autorità. È stato stabilito, conseguentemente, di aggiornare il corrispettivo applicato di cui al comma 4.2, lettera b), e al comma 6.2 della delibera 14 giugno 2012, 249/2012/R/gas, per tenere conto del costo finanziario connesso al periodo che intercorre fra il momento di pagamento delle risorse approvvigionate e quello di scadenza delle fatture ai beneficiari del servizio di *default* trasporto.

Con la delibera 13 ottobre 2022, 493/2022/R/gas, è stato previsto che, in via transitoria, fino al 31 marzo 2023, le imprese di trasporto consentano all'utente che lo richieda, in relazione a prelievi per i quali diversamente si attiverebbe o proseguirebbe il servizio di *default* trasporto, di estendere al mese successivo le capacità conferite nel mese precedente, modulabili solo in aumento. Inoltre, è stato stabilito che, sempre fino al 31 marzo 2023,

per i suddetti casi possa subentrare un nuovo utente con la medesima capacità conferita nel mese precedente, capacità modulabile sempre solo in aumento.

Con la delibera 21 ottobre 2022, 516/2022/R/gas, è stata approvata la proposta predisposta da Snam Rete Gas sulle modalità di approvvigionamento dei quantitativi di gas necessari all'espletamento del servizio di *default* trasporto di cui alla summenzionata delibera 440/2022/R/gas; inoltre, in relazione al tema delle garanzie, è stata demandata a Snam Rete Gas la valutazione di una loro eventuale ottimizzazione nel rispetto dei criteri definiti con la delibera 440/2022/R/gas e ferma restando l'esigenza di mantenere un'adeguata copertura dei rischi legati all'erogazione del servizio, considerando tutti gli aspetti che concorrono alla determinazione della garanzia richiesta per introdurre le opportune modifiche e/o integrazioni alle modalità attualmente adottate. Infine, sino al termine del mese di marzo 2023, è stata sospesa l'applicazione del comma 5.2 della delibera 24 marzo 2020, 88/2020/R/gas, che prevede una maggiorazione del 10% del corrispettivo applicato agli utenti della distribuzione che sono riforniti nell'ambito del servizio di *default* trasporto a decorrere dal terzo mese di erogazione del servizio.

Con la delibera 16 dicembre 2022, 690/2022/R/gas, in considerazione degli indirizzi comunicati dal Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica in ragione dell'eccezionale e persistente situazione di tensione sui mercati internazionali del gas naturale e delle conseguenti difficoltà per i clienti finali di trovare fornitori sul mercato, è stato stabilito:

- in deroga al termine di sessanta giorni previsto dalla delibera 14 giugno 2012, 249/2012/R/gas, che il servizio di *default* fosse erogato fino al 31 marzo 2023 ai clienti finali direttamente connessi alla rete di trasporto che provvedano regolarmente al pagamento del servizio medesimo o i cui crediti siano integralmente coperti da idonee garanzie;
- in deroga a quanto disciplinato dalla delibera 249/2012/R/gas, la sospensione temporanea dei procedimenti di interruzione della fornitura per i clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto del gas naturale serviti nel servizio di *default* trasporto fino al prossimo 31 dicembre 2022.

Con la delibera 29 dicembre 2022, 745/2022/R/gas, in ragione dell'approssimarsi del termine del 31 dicembre di cui alla precitata delibera 690/2022/R/gas e alla luce di quanto stabilito dal comma 25 dell'art. 1 della legge di bilancio 2023, è stato previsto di sospendere i procedimenti di interruzione della fornitura del gas naturale per i clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto del gas naturale fino al 15 gennaio 2023.

La società TAP AG ha ottenuto nel 2013 l'esenzione da alcune norme europee (accesso a terzi, tariffe regolate e *unbundling*), a condizioni fissate dalla c.d. *Final Joint Opinion*, un documento approvato congiuntamente dalle Autorità di regolazione di Italia (ARERA), Grecia (RAE) e Albania (ERE). Tra le condizioni imposte, la società TAP AG deve condurre almeno ogni due anni un *Market Test* per verificare l'interesse del mercato a prenotare capacità di trasporto con contratti *long term* tra i punti di *entry* e di *exit* del gasdotto stesso. In caso di esito positivo del *Market Test* (nonché delle verifiche sulla fattibilità tecnico-economica delle richieste e della conseguente assunzione da parte dei richiedenti degli impegni vincolanti), la società TAP AG ha l'obbligo di costruire un incremento di capacità dagli attuali 10 miliardi di smc/anno fino alla massima capacità di espansione di 20 miliardi di smc/anno.

Successivamente al 2013, la normativa europea si è evoluta e in particolare è stato emanato il regolamento (UE) 459/2017 del Parlamento europeo e del Consiglio del 16 marzo 2017 (c.d. CAM NC) che, oltre all'allocazione di

capacità esistente, contiene disposizioni specifiche relative alla realizzazione di capacità incrementale, prevedendo anch'esso una procedura biennale (con avvio, in generale, negli anni dispari).

Alla luce del mutato contesto normativo e su richiesta delle Autorità, TAP a partire dal 2019 (anno in cui è stato lanciato il primo *Market Test*) coordina (per quanto possibile) la procedura di *Market Test* prevista dalla *Final Joint Opinion* con la procedura di capacità incrementale disciplinata dal CAM NC.

Nel quadro del contesto sopra descritto, con la delibera 2 novembre 2022, 548/2022/R/gas, l'Autorità, congiuntamente con i regolatori di Grecia (RAE) e Albania (ERE), ha approvato la c.d. "*Project Proposal*" che disciplina la fase vincolante del *Market test*, descrivendo essenzialmente i livelli di capacità offerta, le regole generali dello svolgimento della procedura, le indicazioni sui futuri contratti, le garanzie che i soggetti devono prestare ed i parametri economici.

Con la delibera 3 maggio 2022, 199/2022/R/gas, ARERA ha confermato fino al 31 dicembre 2023 i parametri di incentivazione per il responsabile del bilanciamento in vigore nel periodo precedente.

Riforma della disciplina del conferimento di capacità

Facendo seguito al documento per la consultazione 16 novembre 2021, 502/2021/R/gas, con il documento per la consultazione 5 aprile 2022, 157/2022/R/gas, l'Autorità ha presentato le analisi e descritto i propri orientamenti su aspetti tecnici di completamento del quadro applicativo della riforma della disciplina del conferimento di capacità ai punti di uscita della rete di trasporto interconnessi con reti di distribuzione (*city gate*), trattando in dettaglio:

- le modalità di trasferimento dei costi della capacità di trasporto nell'ambito delle condizioni economiche di tutela, proponendo l'adozione di un corrispettivo variabile unico, a livello nazionale, a copertura dei costi di trasporto per i PdR con minori consumi, individuabili nell'ambito del *settlement* come appartenenti alle tipologie di cui al comma 1.1, lettere q) e r), del TISG, oltre quelli che hanno attualmente diritto alle condizioni di tutela di cui al comma 4.1, lettere a) e b) del TIVG;
- nel caso di rilevazione giornaliera dei consumi, l'estensione ai PdR con categoria d'uso tecnologico e riscaldamento (T2) delle modalità di gestione dei PdR con categoria tecnologico (T1), ovvero che la capacità convenzionale di trasporto sia attribuita sulla base del prelievo giornaliero massimo rilevato nei dodici mesi precedenti anziché sulla base del consumo annuo CA_{PdR} e del profilo di prelievo attribuito;
- specifiche modalità di gestione dei prelievi che avvengono al di fuori del periodo di punta novembre-marzo, attribuendo ad essi un peso ridotto ai fini della determinazione della capacità di trasporto e tale da replicare una stima dell'ottimizzazione dei costi di capacità precedentemente ottenibili.

Nell'ambito del documento per la consultazione è stato anche prospettato il rinvio dell'entrata in vigore della riforma di un anno, alla luce sia di segnalazioni pervenute in tal senso, sia del grado di avanzamento della sperimentazione, nonché in considerazione delle ulteriori eventuali implementazioni informatiche necessarie. Dalla consultazione è emerso un generale consenso al rinvio, anche in considerazione del contesto di mercato vigente; pertanto, con la delibera 24 maggio 2022, 225/2022/R/gas, è stato stabilito di rinviare ulteriormente l'avvio della riforma al 1° ottobre 2023.

Responsabilizzazione delle imprese di distribuzione relativamente al Delta¹⁰

Con la delibera 2 agosto 2022, 386/2022/R/gas, l'Autorità ha introdotto un meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione semplificato che si basa sulla penalizzazione dei valori assunti dal delta *in-out*, cioè dalla differenza tra i quantitativi immessi ai punti di uscita della rete di trasporto interconnessi con reti di distribuzione (*city gate*) e i quantitativi prelevati dai clienti finali allacciati alla rete di distribuzione, qualora al di fuori di intervalli considerati ammissibili per il sistema; la definizione di un più compiuto e stringente sistema di responsabilizzazione che tenga anche conto di ulteriori fattori, nonché dell'esigenza di promuovere il miglioramento della *performance* della generalità delle imprese, è stato rimandato a successivi interventi dell'Autorità. Nello specifico, per ciascun *city gate* che non rientra nei parametri previsti, l'impresa di distribuzione si vedrà applicare una penalità valorizzata per il tramite dello stesso fattore adottato per la rete di trasporto nell'ambito del meccanismo di responsabilizzazione nella gestione del Gas non contabilizzato, ovvero 3,33 €/MWh. Inoltre, le imprese di distribuzione saranno tenute ad intraprendere le azioni necessarie a recuperare il valore del gas, oggetto di prelievo fraudolento e di perdite localizzate, presso il soggetto che abbia effettuato tale prelievo o che abbia causato la perdita. I volumi di gas saranno valorizzati in conformità alle norme applicabili al servizio di *default* trasporto sulle reti di trasporto e gli importi recuperati saranno versati a favore del sistema.

Accesso al servizio di stoccaggio

Con il decreto 14 marzo 2022, il Ministro della transizione ecologica (ora Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica) ha emanato le disposizioni per l'anno termico dello stoccaggio 2022-2023 (ai sensi dell'art. 14 del decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito in legge 24 marzo 2012, n. 27, e dell'art. 12, comma 7, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164) confermando in generale l'assetto previgente dei servizi di stoccaggio e introducendo ulteriori disposizioni per tenere conto della crisi russo-ucraina e delle possibili ripercussioni sulla sicurezza degli approvvigionamenti energetici nazionali. Con la delibera 15 marzo 2022, 110/2022/R/gas, in attuazione delle disposizioni del sopra richiamato decreto, l'Autorità, per l'anno termico dello stoccaggio 2022-2023, ha previsto:

- prezzi di riserva nulli per tutte le procedure di conferimento delle capacità per i servizi di stoccaggio di modulazione di cui agli artt. 10 e 11 del "Testo integrato per la regolazione in materia di garanzie di libero accesso al servizio di stoccaggio di gas naturale"¹ (di seguito: RAST), senza obblighi di riservatezza in capo alle imprese di stoccaggio;
- non applicazione agli utenti dello stoccaggio dei costi legati ai consumi tecnici delle centrali di compressione e di trattamento;
- applicazione di un corrispettivo pari a 1,15 €/MWh, nel caso in cui, al termine del mese di ottobre 2022, la giacenza dell'utente in stoccaggio fosse risultata inferiore rispetto alla giacenza minima di cui al comma 17.1 del RAST;
- applicazione di un corrispettivo nullo alle capacità di stoccaggio allocate ai sensi dell'art. 6 del decreto ministeriale 14 marzo 2022 ai titolari del gas in giacenza negli stoccaggi al 1° aprile 2022.

¹ Allegato A alla delibera dell'Autorità 26 febbraio 2019, 67/2019/R/gas.

Con la delibera 8 aprile 2022, 165/2022/R/gas, l'Autorità, in attuazione delle disposizioni del decreto 1° aprile 2022 del Ministro della transizione ecologica (ora Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica), ha:

- dato mandato al Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale di pubblicare i possibili schemi di attuazione di una nuova tipologia di contratti, denominati "contratti per differenze a due vie" (di seguito: CD2V), finalizzati alla copertura del rischio prezzo tra i prezzi del gas nel periodo di iniezione e i prezzi durante il periodo di erogazione invernale;
- introdotto un meccanismo transitorio e semplificato di copertura del rischio prezzo (c.d. "premio giacenza") per incentivare il riempimento dello stoccaggio con iniezione già nel mese di aprile 2022;
- definito le modalità di approvvigionamento da parte dell'impresa maggiore di trasporto dei volumi a copertura del gas per il funzionamento del sistema per il periodo novembre 2022-marzo 2023 e per la gestione dei consumi tecnici delle imprese di stoccaggio per l'anno termico dello stoccaggio 2022-2023.

In data 14 aprile 2022, il Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale ha pubblicato, come previsto dalla sopra richiamata delibera, i possibili schemi di attuazione del CD2V da abbinare all'allocazione della capacità di stoccaggio per i servizi con iniezione mensile, con richiesta di osservazioni da parte dei soggetti interessati entro il 21 aprile 2022.

In considerazione delle osservazioni raccolte, l'Autorità con la delibera 27 aprile 2022, 189/2022/R/gas, tra le altre cose, ha definito i criteri generali del CD2V da associare alla capacità di stoccaggio (incluso il prezzo di riferimento da applicare mensilmente) nonché il quadro regolatorio di riferimento per l'implementazione dei suddetti contratti. Inoltre, con la delibera 14 giugno 2022, 261/2022/R/gas, l'Autorità ha completato il quadro di riferimento relativo alla definizione delle modalità di copertura a carico dei clienti degli eventuali oneri connessi con l'esecuzione del CD2V.

Con la delibera 22 novembre 2022, 614/2022/R/gas, l'Autorità ha definito le modalità di regolazione delle partite economiche relative all'esecuzione dei contratti per differenza a due vie (CD2V) di cui alla delibera 27 aprile 2022, 189/2022/R/gas; nonché, le modalità di offerta tramite prodotti a pronti dei quantitativi di gas immesso in stoccaggio nel quadro del servizio di stoccaggio di ultima istanza.

Il perdurare del conflitto tra Russia e Ucraina, la crescente volatilità dei prezzi e il livello medio di iniezione registrato nei primi dieci giorni di giugno 2022 hanno portato all'emanazione da parte del Ministro della transizione ecologica (ora Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica) di nuove disposizioni in materia di sicurezza del sistema nazionale del gas. In particolare, è stato affidato a Snam Rete Gas (decreto ministeriale 22 giugno 2022, n. 253, di seguito: decreto SNAM) e al Gestore dei servizi energetici (decreto ministeriale 20 luglio 2022, n. 287, di seguito: decreto GSE) il compito di accelerare il riempimento degli stoccaggi nazionali attraverso il c.d. "servizio di riempimento degli stoccaggi di ultima istanza" (di seguito: STUI). L'Autorità è intervenuta con la delibera 24 giugno 2022, 274/2022/R/gas, per determinare le modalità di approvvigionamento del gas da parte di Snam Rete Gas nel quadro del STUI nonché ai fini dell'anticipo degli ammontari economici a tal fine necessari da parte della Cassa per i servizi energetici ed ambientali. Tale anticipo è stato successivamente rimodulato con le delibere 21 luglio 2022, 349/2022/R/gas, e 23 settembre 2022, 442/2022/R/gas.

In tema di incentivazione, con la delibera 15 febbraio 2022, 54/2022/R/gas, l'Autorità ha definito, per il periodo 1° gennaio 2022-31 dicembre 2023, l'elenco dei servizi incentivati: 1) i servizi di cui all'art. 12, comma 1 del RAST

(capacità *unbundled* di spazio, iniezione ed erogazione su base mensile, settimanale, giornaliera ed infragiornaliera, di seguito: servizi di breve termine); 2) i servizi cc.dd. ulteriori di rimodulazione nel tempo delle capacità e/o dei suoi profili di utilizzo.

Tale riorganizzazione è volta a incentivare in modo più efficace la messa a disposizione delle prestazioni di breve termine (in particolare della c.d. capacità primaria), attraverso un indicatore delle *performance* basato sull'entità dell'offerta, opportunamente strutturato, al fine di evitare che risulti nel suo complesso eccessivamente premiante.

Accesso ed erogazione del servizio di rigassificazione

Con la delibera 8 marzo 2022, 97/2022/R/gas, l'Autorità ha disposto che alle capacità di rigassificazione conferite, ed effettivamente utilizzate, con consegna del Gnl prevista entro la fine dell'anno termico 2021-2022, fossero estese le disposizioni precedentemente adottate con la delibera 28 dicembre 2021, 632/2021/R/gas, con la quale era stato previsto che i corrispettivi per il conferimento delle capacità di trasporto applicati alle imprese di rigassificazione e da queste ai propri utenti fossero posti pari a zero.

Con la delibera 27 aprile 2022, 190/2022/R/gas, l'Autorità ha adottato misure urgenti finalizzate a incrementare le disponibilità di gas nel sistema rendendo più flessibili le procedure di allocazione della capacità di rigassificazione, consentendo, in particolare, l'estensione all'anno termico 2023-2024 dei potenziali benefici connessi a progetti di importazione previsti dal TIRG, nonché la possibilità per i gestori dei terminali di rigassificazione di effettuare procedure di conferimento della capacità per prodotti annuali, anche anticipando il termine fissato dal TIRG per il mese di luglio.

Con la delibera 31 maggio 2022, 240/2022/R/gas, l'Autorità è intervenuta con un aggiornamento dei parametri di calcolo per la determinazione dei prezzi di riserva nelle procedure di allocazione della capacità di rigassificazione annuali e pluriannuali. Con la medesima delibera ha inoltre disposto, al fine di limitare i rischi connessi con la variazione delle tariffe di trasporto oltre l'attuale periodo di regolazione del trasporto, che i corrispettivi di assegnazione della capacità di rigassificazione, negoziati nell'ambito delle procedure di conferimento pluriannuali svoltesi nel mese di luglio 2022, fossero inclusivi dei costi di trasporto; e che eventuali differenze tra il corrispettivo di trasporto associato alla capacità di rigassificazione pluriennale vigente sul punto di entrata dal terminale al momento del conferimento e il corrispettivo vigente al momento della consegna del Gnl fossero gestiti nell'ambito del Conto oneri impianti di rigassificazione di cui all'RTRG.

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 n. 164/2000, prevede che le imprese eroganti i predetti servizi definiscano i propri codici in conformità ai criteri stabiliti dall'Autorità, che li approva una volta verificatane la coerenza con i criteri medesimi.

Nel corso del 2022, 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 18 gennaio 2022, 13/2022/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta di aggiornamento del Codice di rete di Snam Rete Gas in recepimento di quanto previsto dalla delibera 16 novembre 2021, 496/2021/R/gas; con la medesima delibera sono state apportate le necessarie modifiche e integrazioni al TISG con riferimento ai conguagli dei corrispettivi variabili CV_U e CV_{FC} anche con riferimento ai clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto, integrando coerentemente le parti relative alle sessioni di bilanciamento;
- con la delibera 1° marzo 2022, 77/2022/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta di aggiornamento del Codice di rete di Società Gasdotti Italia riguardante: (i) delle modifiche effettuate in coerenza con quanto stabilito dalla RTTG in relazione ad autoconsumi, perdite di rete e gas non contabilizzato; (ii) l'aggiornamento delle modalità di allocazione dei volumi immessi da produzioni locali, a seguito di rideterminazione dei processi di bilanciamento e aggiustamento intervenuti con la delibera 16 aprile 2019, 148/2019/R/gas; (iii) la modifica del calcolo dello scostamento presso i punti di riconsegna che alimentano reti di distribuzione secondo la delibera 8 settembre 2020, 329/2020/R/gas; (iv) l'integrazione della procedura di elaborazione della sessione di bilanciamento già pubblicata sul sito internet, così come disposta dalla delibera 16 giugno 2020, 222/2020/R/gas; (v) le modifiche al capitolo relativo al bilanciamento in recepimento della delibera 16 novembre 2021, 496/2021/R/gas;
- con la delibera 1° marzo 2022, 78/2022/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio presentata dalla società Ital gas Storage finalizzata ad ampliare l'offerta commerciale dei servizi attraverso l'introduzione dei "Basket" (definiti come gruppo di uno o più servizi di stoccaggio alternativi offerti nell'ambito della stessa procedura di conferimento) e ad introdurre dei vincoli nel meccanismo di cessione di gas naturale tra i diversi servizi;
- con la delibera 15 marzo 2022, 104/2022/R/gas, l'Autorità, congiuntamente con le Autorità di regolazione di Grecia e Albania, ha approvato una modifica del Codice di rete di TAP AG finalizzata ad ottimizzare alcuni processi a seguito dell'esperienza acquisita nel corso del primo anno di esercizio del gasdotto. In particolare, sono state introdotte modifiche in materia di: integrazioni funzionali a rendere più efficienti gli adempimenti richiesti per acquisire e mantenere la qualifica di "utente registrato", necessaria per richiedere l'allocazione di capacità di trasporto; l'introduzione di disposizioni volte a rafforzare e rendere più efficienti i presidi a garanzia dell'esposizione di TAP AG nei confronti degli utenti; l'introduzione di disposizioni che consentono di gestire un servizio di trasporto in direzione Melendugno di volumi di gas immessi a monte con la definizione di un nuovo punto virtuale di *entry* che include i punti fisici di Komotini e Nea Mesimvria;
- con la delibera 19 luglio 2022, 338/2022/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte di aggiornamento dei codici di trasporto della società Snam Rete Gas e della società Infrastrutture Trasporto Gas, in materia di valutazione tecnico-economica delle richieste di allacciamento;
- con la delibera 19 luglio 2022, 339/2022/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta di aggiornamento del Codice di rigassificazione trasmessa da GNL Italia che prevede l'integrazione del sistema di garanzie in linea con quanto previsto dal Codice di rete dell'impresa maggiore di trasporto; nonché il proporzionamento del corrispettivo relativo alle capacità di trasporto per la capacità di rigassificazione conferita all'utente sulla base del volume tecnico della nave metaniera indicata nel programma di consegna;
- con la delibera 18 ottobre 2022, 504/2022/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta di aggiornamento del codice di trasporto trasmesso da Società Gasdotti Italia relativamente al sistema di garanzie. L'aggiornamento prevede l'ampliamento degli strumenti di garanzia cui gli utenti possono ricorrere e adegua le coperture finanziarie all'effettiva esposizione dell'esercente;

- con la delibera 22 novembre 2022, 607/2022/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio della società Stogit in materia di integrazione dei servizi di breve termine e degli strumenti di garanzia.

Misure per la sicurezza del sistema

La crisi russo-ucraina ha determinato una modifica dei flussi di approvvigionamento del gas verso l'Europa associata ad una situazione di tensione sui mercati dell'energia caratterizzata da prezzi elevati ed estrema volatilità degli stessi. Al fine di affrontare le possibili ripercussioni sulla sicurezza degli approvvigionamenti energetici nazionali, anche in applicazione di specifiche disposizioni normative, l'Autorità ha adottato misure finalizzate a favorire la copertura della domanda di gas per l'inverno 2022-2023, in particolare in materia di stoccaggio e rigassificazione, descritti nei precedenti paragrafi.

Con la delibera 22 marzo 2022, 118/2022/R/gas, l'Autorità ha aggiornato il corrispettivo variabile CRV¹ a copertura dei costi fissi generati per il sistema gas dall'affidamento del servizio di interrompibilità tecnica dei clienti industriali.

Con il documento per la consultazione 15 novembre 2022, 584/2022/R/gas, l'Autorità ha prospettato le modalità attuative del servizio di interrompibilità tecnica dei prelievi di gas naturale ai sensi dell'art. 1 del decreto 21 ottobre 2022 del Ministro della transizione ecologica (ora Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica).

Con la delibera 1° dicembre 2022, 649/2022/R/gas, l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni di competenza contenute nel decreto ministeriale 21 ottobre 2022 che prevede un meccanismo per un servizio di interrompibilità tecnica dei prelievi dalle reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale, aggiuntivo rispetto a quello derivante dai contratti di fornitura di tipo interrompibile già presenti e stipulati dagli operatori, per soggetti che utilizzano il gas naturale per fini industriali, ivi compresa la generazione elettrica nel solo caso in cui essa sia funzionale al processo produttivo *in situ*.

Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

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 del mercato all'ingrosso del gas naturale.

Il TIMMIG, tra le altre cose, prevede che il Gestore dei mercati energetici (incaricato del monitoraggio della dimensione concorrenziale) e l'impresa maggiore di trasporto (SRG – incaricata del monitoraggio della dimensione strutturale) inviino annualmente all'Autorità, per approvazione, il consuntivo dei costi sostenuti per le attività di monitoraggio svolte nell'anno precedente.

In linea con le suddette disposizioni, con la delibera 17 maggio 2022, 215/2022/R/gas, sono stati approvati i costi a consuntivo sostenuti dall'impresa maggiore di trasporto nel 2021 per l'attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale. Con la delibera 20 dicembre 2022, 700/2022/R/gas, sono stati approvati il Piano di attività e il corrispondente preventivo dei costi trasmessi dall'impresa maggiore di trasporto in relazione all'attività di monitoraggio del mercato del gas all'ingrosso per l'anno 2023.

A seguito della crisi russo-ucraina e del conseguente abnorme aumento dei prezzi del gas, con il decreto legge 21 marzo 2022, n. 21, il Governo ha stabilito, all'art. 7, comma 5, che, per finalità di monitoraggio, i titolari dei contratti di approvvigionamento di volumi di gas per il mercato italiano sono tenuti a trasmettere, la prima volta entro quindici giorni dalla data di entrata in vigore del decreto, al Ministero della transizione ecologica (ora Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica) e all'Autorità i medesimi contratti e i nuovi contratti che verranno sottoscritti, nonché le modifiche degli stessi, sempre entro il termine di quindici giorni; e che le informazioni trasmesse sono trattate nel rispetto delle esigenze di riservatezza dei dati commercialmente sensibili.

Con la successiva delibera 30 marzo 2022, 143/2022/r/gas, in attuazione del decreto legge 21 marzo 2022, n. 21, l'Autorità ha definito le modalità per la trasmissione dei contratti di approvvigionamento di volumi di gas per il mercato italiano, prevedendo la trasmissione: 1) integrale dei contratti di approvvigionamento di durata almeno annuale; 2) secondo specifiche modalità di dettaglio dei principali dati relativi ai contratti più rappresentativi fra quelli di cui al punto 1); 3) delle sole informazioni rilevanti (per esempio, volumi immessi nel sistema nazionale del gas naturale e i relativi prezzi) dei contratti di approvvigionamento di durata inferiore all'anno. Con la successiva determina 15 aprile 2020, 4/2022-DMEA, sono state fissate le modalità di raccolta delle informazioni relative ai contratti di approvvigionamento di gas naturale.

Qualità dei servizi di trasporto, distribuzione e stoccaggio

Qualità del servizio di trasporto del gas

I criteri di regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale in vigore per il periodo regolatorio 2020-2023 sono contenuti nella RQTG 5PRT approvata con la delibera 19 dicembre 2019, 554/2019/R/gas.

Con la delibera 23 novembre 2021, 512/2021/R/gas, l'Autorità ha adottato la "Regolazione del servizio di misura sulla rete di trasporto del gas naturale (RMTG)", che definisce: (i) responsabilità e perimetro delle attività di *metering* e *meter reading*; (ii) requisiti minimi e ottimali di carattere impiantistico, prestazionale e manutentivo; (iii) predefiniti livelli di qualità del servizio; (iv) un sistema di incentivazione al rispetto di tali livelli di qualità del servizio; (v) un sistema di monitoraggio di requisiti dei livelli di qualità. In tale disciplina sono confluite alcune delle disposizioni in materia di qualità commerciale relative al servizio di misura di cui alla RQTG 5PRT e, pertanto, la RQTG 5PRT è stata conseguentemente aggiornata.

Con la delibera 22 novembre 2022, 600/2022/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta di aggiornamento del Codice di rete di Snam Rete Gas per il recepimento del riassetto dell'attività di misura sulla rete di trasporto del gas naturale di cui alla delibera 512/2021/R/gas, e alcune modifiche alla RMTG.

Con delibera 23 dicembre 2021, 617/2021/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (6PRT), decorrente dal 2024. Per quanto riguarda la qualità del servizio, il procedimento è previsto concludersi nel corso del 2023.

Qualità del servizio di stoccaggio del gas

I criteri di regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale in vigore per il periodo regolatorio 2020-2025 (RQSG 5PRS) sono stati approvati con delibera 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas. In un quadro di sostanziale continuità rispetto alla previgente regolazione, i criteri RQSG 5PRS prevedono, in particolare:

- la distinzione tra attività di sorveglianza e attività di ispezione (invasiva e non invasiva) delle *flow line* di collegamento;
- l'introduzione di obblighi 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; con riferimento ai 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 di un 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 ai sensi della normativa vigente;
- il rafforzamento e la razionalizzazione della regolazione sulla qualità commerciale, confermando inoltre l'obbligo per l'impresa di stoccaggio di pubblicare e rendere disponibili agli utenti del servizio di stoccaggio il piano mensile degli interventi di manutenzione programmata e gli obblighi informativi previsti dal RAST a beneficio degli utenti.

Attuazione della regolazione premi-penalità della sicurezza del servizio di distribuzione in vigore nel periodo 2014-2019

La delibera 12 aprile 2022, 171/2022/R/gas, ha previsto, nelle more delle conclusioni del procedimento relativo alla determinazione dei premi e delle penalità per l'anno 2019, 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 l'anno 2019, un'anticipazione nella misura pari all'80% in acconto dell'importo complessivo netto dei premi per l'anno 2019 spettanti (saldo algebrico dei premi e delle penalità). Tali anticipazioni sono state corrisposte entro il mese di maggio 2022.

Con riferimento alla regolazione premi-penalità della sicurezza del servizio di distribuzione, l'Autorità:

- con la delibera 19 luglio 2022, 334/2022/R/gas, ha determinato i premi e le penalità, per l'anno 2018, relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per un'impresa, la cui determinazione era stata sospesa con la delibera 21 dicembre 2021, 596/2021/R/gas;

- con la delibera 2 agosto 2022, 383/2022/R/gas, ha determinato i premi e le penalità, per l'anno 2019, relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale, sospendendo per necessità di approfondimenti istruttori di varia natura la determinazione per alcune imprese e per alcuni impianti.

Infine, con la delibera 29 novembre 2022, 624/2022/R/gas, sono state accolte le istanze di deroga al rispetto dei termini temporali per la sostituzione/risanamento delle condotte in materiale non previsto dalle norme tecniche, presentate da cinque imprese distributrici all'Autorità nel mese di giugno 2021 in conformità alle disposizioni di cui al comma 14.9 della RQDG.

Controllo dell'attuazione della vigente regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas

Con le delibere 1° febbraio 2022, 36/2022/R/gas, e 15 novembre 2022, 569/2022/R/gas, l'Autorità ha intimato ad alcune imprese di procedere alla comunicazione dei dati della sicurezza e continuità e della qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas relativi agli anni 2020 e 2021. Gli obblighi di comunicazione, previsti dalla regolazione, sono strumentali alla vigilanza dell'Autorità, per il riscontro della piena attuazione della disciplina regolatoria e, in particolare, per il rispetto della regolazione dei servizi di distribuzione del gas, di cui alla RQDG. L'azione di vigilanza viene esercitata a partire dall'analisi dei dati comunicati dalle imprese distributrici ed è, pertanto, fondamentale che tutte provvedano ad adempiere agli obblighi di comunicazione.

In relazione alle attività di controllo e ispezione, anche per l'anno 2022, l'Autorità ha previsto un programma di attività ispettive finalizzate ad accertare la corretta attuazione della regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas con particolare riferimento alla sicurezza.

Con la delibera 8 marzo 2022, 87/2022/E/gas, l'Autorità ha approvato un programma di cinque verifiche ispettive in materia di recuperi di sicurezza per l'anno 2020, nei confronti di altrettante imprese distributrici di gas naturale. L'obiettivo di tali controlli è quello di accertare la corretta applicazione, da parte delle imprese distributrici di gas naturale, del meccanismo incentivante i recuperi di sicurezza definito dalla RQDG.

Con la delibera 2 agosto 2022, 382/2022/E/gas, l'Autorità ha approvato un programma di 50 controlli telefonici nei confronti di altrettante imprese distributrici. L'obiettivo di tali controlli è quello di 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 in sede.

Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

Tariffe per il servizio di trasporto gas

A partire dal 1° gennaio 2020 è entrata in vigore la regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (RTTG 5PRT – 2020-2023), approvata con delibera 8 marzo 2019, 114/2019/R/gas.

Con la delibera 31 maggio 2022, 233/2022/R/gas, l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto ai sensi della RTTG 5PRT, ha approvato i ricavi di riferimento e determinato i corrispettivi tariffari per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per l'anno 2023.

Con il documento per la consultazione 213/2022/R/gas, l'Autorità ha esposto le principali linee di intervento per la riforma dei criteri di regolazione tariffaria del trasporto gas per il sesto periodo (6PRT, 2024-2027), illustrando gli orientamenti in materia di criteri di determinazione dei ricavi riconosciuti, in particolare per il primo anno del periodo (2024), nell'ottica della transizione verso l'approccio ROSS (Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio), e di determinazione dei prezzi di riferimento del servizio di trasporto del gas naturale. Con il documento per la consultazione 502/2022/R/gas, l'Autorità ha illustrato gli orientamenti finali in materia di determinazione dei ricavi e dei prezzi di riferimento del servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo (6PRT).

Con i documenti per la consultazione 616/2021/R/gas e 336/2022/R/gas, l'Autorità ha illustrato gli orientamenti sui criteri di incentivazione ed efficientamento dell'esercizio e dello sviluppo della rete di trasporto del gas naturale per il 6PRT, in particolare in materia di incentivi al mantenimento in esercizio delle reti completamente ammortizzate, criteri di efficienza per lo sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione e incentivi al funzionamento delle centrali di compressione *dual fuel*.

Con la delibera 3 maggio 2022, 195/2022/R/gas, l'Autorità ha conferito mandato a Snam Rete Gas, in qualità di impresa maggiore di trasporto, per definire una metodologia per la valutazione dello stato di salute delle infrastrutture di trasporto, finalizzata a supportare le decisioni di sostituzione o mantenimento in esercizio delle infrastrutture. Con la delibera 27 dicembre 2022, 723/2022/R/gas, l'Autorità, prendendo atto dell'avvenuta elaborazione della metodologia c.d. *asset health* da parte di Snam Rete Gas, ha definito il meccanismo di incentivazione al mantenimento in esercizio delle reti di trasporto del gas naturale completamente ammortizzate che, secondo gli esiti di tale metodologia *asset health*, possono essere ancora esercite in sicurezza; l'applicazione di tale meccanismo decorre dal 2023.

Con la delibera 28 giugno 2022, 279/2022/R/com, l'Autorità ha avviato un procedimento per definire il quadro regolatorio applicabile alle infrastrutture individuate dal DPCM 29 marzo 2022 in materia di opere e infrastrutture necessarie al *phase out* dell'utilizzo del carbone in Sardegna, con particolare riferimento ai servizi della c.d. *virtual pipeline*. Il procedimento è previsto concludersi nel corso del 2023.

Si riportano di seguito procedimenti avviati nel corso del 2022 per ottemperare a sentenze definitive della giustizia amministrativa intervenute in materia di tariffe per il servizio di trasporto del gas:

- con la delibera 27 settembre 2022, 448/2022/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per ottemperare alle sentenze del Consiglio di Stato nn. 6096 e 6098 del 2022, finalizzato ad adottare ulteriori misure di economicità del sistema delle tariffe di trasporto del gas naturale per i soggetti a maggior consumo di gas naturale, in applicazione del decreto legge n. 83/2012; gli orientamenti sulle possibili misure di economicità sono stati presentati dall'Autorità con il documento per la consultazione 41/2023/R/gas;
- con la delibera 4 ottobre 2022, 470/2022/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'attuazione della sentenza del Consiglio di Stato n. 4241/2022 in materia di coordinamento tra imprese di trasporto e di distribuzione e criteri di valutazione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale, consultando i propri orientamenti sulle modifiche alla delibera 468/2018/R/gas e il relativo allegato A (Requi-

siti minimi di Piano); con la delibera 122/2023/R/gas, l'Autorità ha concluso il procedimento disponendo le opportune modifiche alla delibera 468/2018/R/gas e ai requisiti minimi del Piano;

- con la delibera 2 marzo 2023, 70/2023/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per ottemperare alla sentenza del Consiglio di Stato n. 8523/2022, finalizzato in particolare a verificare se la regolazione tariffaria del periodo 2014-2017 tenesse effettivamente in adeguata considerazione la finalità di non penalizzare le aree del Mezzogiorno, sancita dall'art. 23, comma 3, del decreto legislativo n. 164/2000, e a introdurre, eventualmente, un'apposita disciplina tariffaria volta a colmare una tale lacuna.

GNL – Tariffe di rigassificazione

A partire dal 1° gennaio 2020 è entrata in vigore la Regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del GNL per il quinto periodo di regolazione (RTRG 5PR GNL – 2020-2023), approvata con la delibera 19 novembre 2019, 474/2019/R/gas.

Con la delibera 28 giugno 2022, 278/2022/R/gas, l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di rigassificazione ai sensi della RTRG 5PR GNL, ha approvato i ricavi di riferimento e determinato i corrispettivi tariffari per il servizio di rigassificazione del GNL per l'anno 2023, l'ultimo del 5PR GNL, disponendo altresì il nulla osta all'erogazione delle spettanze del fattore di copertura dei ricavi relative all'anno 2021. Con la delibera 29 novembre 2022, 645/2022/R/gas, l'Autorità ha rettificato il valore della percentuale di consumi e perdite della società Terminale GNL Adriatico, disponendo la modifica della relativa tabella allegata alla delibera 278/2022/R/gas.

Con la delibera 27 luglio 2022, 356/2022/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di criteri di regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del GNL, per il sesto periodo di regolazione (6PR GNL), che ha avvio il 1° gennaio 2024. Il procedimento è previsto concludersi nel corso del 2023.

Tariffe di stoccaggio

A partire dal 1° gennaio 2020 è entrata in vigore la Regolazione tariffaria del servizio di stoccaggio del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (RTSG 5PRS – 2020-2025), approvata con delibera 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas. Con la delibera 1° marzo 2022, 75/2022/R/gas, l'Autorità ha inoltre disposto la revisione infra-periodo dei livelli di recupero di efficienza delle imprese di stoccaggio del gas naturale rilevante ai fini degli aggiornamenti tariffari per gli anni 2023-2025.

Con la delibera 2 agosto 2022, 384/2022/R/gas, l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di stoccaggio ai sensi della RTSG 5PRS, ha approvato i ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio per l'anno 2023.

Con la delibera 14 giugno 2022, 255/2022/R/gas, l'Autorità ha provveduto a individuare la Commissione indipendente di esperti per la verifica delle prestazioni di stoccaggio del giacimento di Cornegliano Laudense della

società Italgas Storage, ai sensi di quanto previsto dalla delibera 182/2015/R/gas, definendone l'ambito di attività e i relativi compensi.

Tariffe per i servizi di distribuzione e misura

Con la delibera 27 dicembre 2019, 570/2019/R/gas, l'Autorità ha definito la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025. Nel corso del 2022, l'Autorità ha effettuato l'aggiornamento infra-periodo della regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (RTDG), con riferimento al triennio 2023-2025; in particolare, con la delibera 30 agosto 2022, 406/2022/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'aggiornamento della RTDG con riferimento ai seguenti aspetti:

- in relazione al riconoscimento dei costi operativi, valutazione degli eventuali effetti delle politiche ambientali sulla dinamica dei punti di riconsegna e delle modalità di allocazione del rischio tra clienti finali e imprese;
- con riferimento al servizio di misura – installazione e manutenzione dei misuratori e al servizio di misura –, raccolta, validazione e registrazione dei dati, valutazione dell'eventuale obiettivo per recuperi di efficienza da applicare nel triennio 2023-2025;
- valutazione dell'adeguatezza del valore dei costi standard per l'installazione degli *smart meter* gas, valutando altresì l'introduzione di forme di differenziazione di tale costo in relazione a eventuali funzionalità aggiuntive dei suddetti misuratori, rispetto ai requisiti funzionali minimi previsti dalle direttive per la messa in servizio di gruppi di misura del gas di cui alla delibera 631/2013/R/gas come successivamente modificata e integrata (direttive *smart meter* gas);
- definizione del livello del costo standard riconosciuto per le letture di *switch*;
- definizione dei valori da riconoscere in acconto per la copertura dei costi operativi connessi alle verificazioni periodiche, previste dal decreto ministeriale 21 aprile 2017, n. 93, dei gruppi di misura di classe maggiore di G6 conformi ai requisiti delle direttive *smart meter* gas;
- definizione delle modalità di riconoscimento, secondo logiche parametriche, dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori;
- definizione delle modalità di riconoscimento del valore residuo degli *smart meter* dismessi anticipatamente nella prima fase del *roll out* dei piani di installazione prevista dalle direttive *smart meter* gas in coerenza con le indicazioni riportate nella parte di motivazione della delibera 269/2022/R/gas;
- l'adozione delle misure previste all'art. 2, comma 8, del DPCM 29 marzo 2022, in materia di tariffe di distribuzione, relativamente alle reti di distribuzione ubicate sul territorio della Sardegna.

Con la delibera 462/2022/R/com, l'Autorità ha previsto altresì che, nell'ambito del suddetto procedimento di aggiornamento infra-periodo della RTDG, sia valutata la modifica delle modalità di esazione delle componenti GS, RE, RS, UG₁, UG₂ e UG₃, a decorrere dal 1° gennaio 2023.

Con il documento per la consultazione 15 novembre 2022, 571/2022/R/gas, sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità in relazione a tali tematiche.

Con riferimento ai temi relativi al servizio di distribuzione, ai fini della valutazione degli effetti delle politiche ambientali sulla dinamica dei punti di riconsegna, l'Autorità ha condotto un'analisi sull'andamento dei punti di riconsegna comunicati dalle imprese ai fini della perequazione a partire dall'anno 2018 e l'anno 2021. L'analisi

contenuta nel documento per la consultazione 571/2022/R/gas ha evidenziato che, in linea generale, non sono emersi fenomeni generalizzati di riduzione dei punti di riconsegna, seppure, in relazione alle dinamiche relative alle singole località tariffarie, si presentino, in taluni casi, situazioni di significativa riduzione nel numero di punti di riconsegna serviti.

Sulla base di tali analisi, l'Autorità ha espresso l'orientamento di non modificare le modalità di allocazione dei costi tra imprese e clienti finali e confermare, per gli anni 2023-2025, i tassi di riduzione dei costi operativi riconosciuti, di cui al comma 16.2 della RTDG, applicati negli anni 2020-2022, e di svolgere ulteriori analisi e approfondimenti in relazione alla dinamica dei punti di riconsegna, monitorandone l'andamento nel corso del tempo per valutare tempestivamente eventuali necessità di intervento e comunque in vista del successivo periodo di regolazione.

Con riferimento all'adozione delle misure previste all'art. 2, comma 8, del DPCM 29 marzo 2022, in materia di tariffe di distribuzione, relativamente alle reti di distribuzione ubicate sul territorio della Sardegna, nel documento per la consultazione 571/2022/R/gas l'Autorità ha prospettato di dare attuazione a quanto previsto dal DPCM 29 marzo 2022 confermando l'applicazione della specifica componente tariffaria CE della tariffa obbligatoria, espressa in euro/pdr, ai soli punti di riconsegna serviti nella regione Sardegna, prevedendo che il minor gettito sia compensato nell'ambito dei meccanismi di perequazione con copertura mediante la componente UG_1 della medesima tariffa obbligatoria.

Con riferimento alla revisione delle tempistiche di esazione del gettito componenti tariffarie a copertura degli oneri di carattere generale del sistema gas, in analogia con quanto prospettato nel documento per la consultazione 213/2022/R/gas per le componenti addizionali di trasporto, l'Autorità ha prospettato una riduzione dell'intervallo temporale tra l'esazione del gettito delle suddette componenti e il corrispondente versamento a CSEA.

In merito a tali aspetti, con la delibera 29 dicembre 2022, 737/2022/R/gas, con la quale è stata approvata la nuova versione della RTDG, l'Autorità:

- con riferimento al riconoscimento dei costi operativi, ha confermato di non modificare le modalità di allocazione dei costi tra imprese e clienti finali e ha altresì confermato, per gli anni 2023-2025, i tassi di riduzione dei costi operativi riconosciuti vigenti nel triennio precedente;
- al fine di mitigare le conseguenze derivanti dalla riduzione dei punti di riconsegna in singole località per effetto delle politiche di elettrificazione dei consumi o di transizione ad altri vettori energetici in termini di copertura dei costi operativi, ha previsto un meccanismo di aggiustamento basato su logiche di *trigger* da gestire nel contesto della perequazione di cui all'art. 45 della RTDG, a partire dai ricavi di competenza del 2023;
- in relazione all'adozione delle misure previste all'art. 2, comma 8, del DPCM 29 marzo 2022, in materia di tariffe di distribuzione, ha confermato l'orientamento espresso in consultazione;
- in merito alla revisione delle tempistiche di esazione del gettito componenti tariffarie a copertura degli oneri di carattere generale del sistema gas, ha confermato gli orientamenti espressi in consultazione;
- con riferimento alle disposizioni di cui all'art. 6 della legge 5 agosto 2022, n. 118, in materia di valorizzazione delle porzioni di rete nella titolarità dell'ente locale, ha modificato le disposizioni di cui al titolo II, della sezione II, della RTDG (per dettagli, consultare il paragrafo "Gare per ambito di concessione del servizio di distribuzione").

Con la delibera 5 aprile 2022, 154/2022/R/gas, sono state approvate le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2021, sulla base di quanto disposto dall'art. 3, comma 2, della RTDG. Con la medesima delibera sono state apportate altresì alcune modifiche alla RTDG con riferimento all'applicazione del tetto al riconoscimento dei costi unitari di capitale per le località in avviamento e con riferimento al trattamento dello *stock* di contributi esistenti al 31 dicembre 2011 per le gestioni d'ambito.

Con la delibera 5 aprile 2022, 155/2022/R/gas, sono state rideterminate le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni dal 2016 al 2020 e le opzioni gas diversi dal 2018 al 2022 per un'impresa distributrice, sulla base di richieste di rettifica di dati pervenute entro la data del 15 febbraio 2022.

Con la delibera 3 maggio 2022, 194/2022/R/gas, sono state approvate le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2022 e rideterminati gli importi di perequazione bimestrale in acconto relativi al medesimo anno 2022, sulla base di quanto disposto dall'art. 3, comma 2, della RTDG; con la medesima delibera è stata altresì disposta la proroga per l'anno 2022 della disciplina transitoria relativa alle reti isolate GNL e alimentate con carro bombolaio di cui all'art. 14, lettera a), della delibera 570/2019/R/gas.

Con delibera 3 maggio 2022, 196/2022/R/gas, è stato concluso il procedimento di valutazione relativo all'istanza di rettifica di dati tariffari presentata dall'impresa Ireti, finalizzata al riconoscimento dei costi di realizzazione degli allacciamenti relativi al periodo 1974-1997, disponendone il rigetto.

Con la delibera 31 maggio 2022, 246/2022/R/gas, a seguito di dichiarazione di fallimento della società Casirate Gas da parte del Tribunale di Bergamo, sono state rideterminate in via straordinaria le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas, per gli anni 2018-2021, relative alla località 4989 – Casirate d'Adda (BG).

Con delibera 28 giugno 2022, 279/2022/R/com, è stato avviato un procedimento per definire il quadro regolatorio applicabile alle infrastrutture individuate dal DPCM 29 marzo 2022; con riferimento agli impatti sulle reti di distribuzione, tale procedimento è successivamente confluito nell'ambito della revisione infra-periodo avviata con la delibera 406/2022/R/gas.

Con delibera 28 giugno 2022, 282/2022/R/gas, l'Autorità ha aggiornato, con validità per il triennio 2019-2021 e per il triennio 2022-2025, il tasso di interesse da applicare per la determinazione del rimborso ai gestori uscenti degli importi per la copertura degli oneri di gara di cui al decreto interministeriale 12 novembre 2011, n. 226, in coerenza con quanto previsto dalla delibera 14 gennaio 2016, 10/2016/R/gas.

Con la delibera 27 luglio 2022, 357/2022/R/gas, è stata accolta l'istanza di applicazione di opzioni gas diversi per l'anno tariffario 2022, alternativa rispetto a quelle approvate con delibera 620/2021/R/gas, con riferimento all'ambito gas diversi Lazio dell'impresa distributrice ButanGas, ai sensi dell'articolo 69, comma 5, della RTDG.

Con la delibera 25 ottobre 2022, 525/2022/R/gas, l'Autorità, facendo seguito agli orientamenti presentati nell'ambito del documento per la consultazione 30 novembre 2021, 539/2021/R/gas, ha disciplinato le modalità operative di applicazione del tetto al riconoscimento tariffario dei costi di capitale nelle località in avviamento di cui all'art. 33 della RTDG.

Con la delibera 13 dicembre 2022, 679/2022/R/gas, sono state rideterminate le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni dal 2009 al 2021, sulla base di richieste di rettifica di dati pervenute entro la data del 15 settembre 2022.

Con la delibera 29 dicembre 2022, 736/2022/R/gas, sono state approvate 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. 69 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, per l'anno 2023. Con il medesimo provvedimento viene approvato 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.

Servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas

L'aggiornamento infra-periodo della RTDG per il triennio 2023-2025, con riferimento al servizio di misura, ha riguardato le seguenti tematiche:

- con riferimento al riconoscimento dei costi operativi, valutazione dell'eventuale obiettivo per recuperi di efficienza da applicare nel triennio 2023-2025;
- definizione del livello del costo standard riconosciuto per le letture di *switch*;
- definizione dei valori da riconoscere in acconto per la copertura dei costi operativi connessi alle verificazioni periodiche previste dal decreto ministeriale n. 93/2017 dei gruppi di misura di classe maggiore di G6 conformi ai requisiti delle direttive *smart meter gas*;
- definizione delle modalità di riconoscimento, secondo logiche parametriche, dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori;
- valutazione dell'adeguatezza del valore dei costi standard per l'installazione degli *smart meter gas*, valutando altresì l'introduzione di forme di differenziazione di tale costo in relazione a eventuali funzionalità aggiuntive dei suddetti misuratori, rispetto ai requisiti funzionali minimi previsti dalle direttive *smart meter gas*;
- definizione delle modalità di riconoscimento del valore residuo degli *smart meter* dismessi anticipatamente nella prima fase del *roll out* prevista dalle direttive *smart meter gas*.

Con riferimento alle tematiche sopra elencate, sulla base delle analisi condotte, i cui esiti sono riportati nel documento per la consultazione 571/2022/R/gas, l'Autorità ha prospettato:

- ai fini della valutazione dell'obiettivo per recuperi di efficienza da applicare nel triennio 2023-2025 per il servizio di misura, la conferma degli obiettivi di recupero già fissati per il primo triennio del periodo di regolazione (pari allo 0%);
- con riferimento al costo standard riconosciuto per le letture di *switch* per il triennio 2023-2025, di applicare, a partire dal 2023, un valore unitario del costo standard riconosciuto per ciascuna lettura di *switch* pari a 0,50 euro;
- ai fini della definizione dell'acconto per la copertura dei costi operativi connessi alle verificazioni periodiche previste dal decreto ministeriale n. 93/2017, la conferma di meccanismi di acconto-conguaglio riducendo nel contempo l'importo dell'acconto rispetto al periodo 2020-2022;

- con riferimento alla copertura dei costi operativi e di capitale relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e concentratori, di definire un'unica componente $t(\text{telcon})_{t,c}$ applicata ai soli punti di riconsegna dotati di *smart meter*, determinata parametricamente, posta pari a 1,30 euro/pdr_{smart}.

Con riferimento al valore del costo standard per l'installazione degli *smart meter*:

- per l'anno 2022, di confermare i valori unitari dei costi standard previsti per l'anno 2021 e le relative modalità di valorizzazione, basate sulla media tra costo effettivamente sostenuto e costo standard con pesi pari rispettivamente al 70% e al 30%;
- con riferimento agli investimenti effettuati a partire dall'anno 2023, di confermare il riconoscimento dei nuovi investimenti come media tra i costi effettivamente sostenuti e i costi standard, confermando altresì i pesi attualmente previsti per gli investimenti effettuati successivamente al 2019, pari rispettivamente al 70% e al 30%;
- con riferimento ai misuratori di classe fino a G25, di fissare livelli dei costi standard inferiori rispetto a quelli fissati per l'anno 2021;
- con riferimento ai misuratori elettronici di classe superiore a G25, di confermare i valori dei costi standard attualmente previsti dalla RTDG;
- di prevedere che, a partire dagli investimenti effettuati nell'anno 2023, in caso di installazione di *smart meter* dotati di funzionalità utili a migliorare la sicurezza in presenza di eventi sismici, i costi di capitale comprensivi dei costi di installazione e messa in servizio siano riconosciuti sulla base del costo effettivo sostenuto dall'impresa, in misura superiore al costo standard, ma comunque entro un limite posto pari al valore del costo standard previsto a partire dall'anno dati 2023, maggiorato di 30 euro;
- di prevedere altresì che tali maggiorazioni siano riconosciute limitatamente ai casi di installazione in località situate nei territori a più elevato rischio sismico, come individuate dall'ordinanza del Presidente del Consiglio dei ministri 28 aprile 2006, n. 3519 o da provvedimenti regionali successivi;
- di prevedere che le imprese, che nel corso degli anni 2020-2022 abbiano proceduto ad installare *smart meter* dotati di funzionalità utili a migliorare la sicurezza in presenza di eventi sismici in aree ad elevato rischio sismico, possano presentare istanza ai fini del riconoscimento dei costi di capitale comprensivi dei costi di installazione e messa in servizio, ma comunque entro un limite posto pari al valore del costo standard previsto nel medesimo periodo, maggiorato di 30 euro;
- con riferimento alle modalità di riconoscimento del valore residuo degli *smart meter* dismessi anticipatamente nella prima fase del *roll out* prevista dalle direttive *smart meter gas*, di riconoscere in tariffa il valore residuo degli *smart meter* di classe $\leq G6$ già dismessi o che saranno dismessi in futuro anticipatamente rispetto al termine della vita utile regolatoria, circoscrivendo tale intervento di riconoscimento agli *smart meter* entrati in esercizio negli anni dal 2012 al 2016, prevedendo altresì che tale valore residuo sia riconosciuto nei limiti del costo standard previsto con riferimento all'anno 2012, e che il suddetto riconoscimento sia posto pari alle quote di ammortamento residue fino a 15 anni di vita, nella misura massima individuata dal costo standard relativo all'anno di installazione, opportunamente rivalutato all'anno di dismissione.

In relazione alle tematiche sopra riportate, con la delibera 29 dicembre 2022, 737/2022/R/gas, l'Autorità ha ritenuto opportuno:

- con riferimento all'obiettivo per recuperi di efficienza per il servizio di misura, confermare quanto prospettato in consultazione prevedendo di non modificare gli obiettivi di recupero già fissati per il primo triennio del periodo di regolazione, previsti in misura pari allo 0%;
- in relazione alla definizione di un nuovo livello di costo standard riconosciuto per ciascuna lettura di *switch* da applicare nel triennio 2023-2025, tenuto conto delle osservazioni pervenute, modificare parzialmente

l'impostazione ipotizzata in consultazione differenziando il corrispettivo per il riconoscimento dei costi delle letture di *switch* secondo il tipo di misuratore installato prevedendo un costo standard pari a 0,50 euro da applicare alle letture di *switch* relative a punti di riconsegna dotati di *smart meter* e confermare l'attuale livello di 5 euro per ciascuna lettura di *switch* nel caso di punti di riconsegna dotati di misuratore convenzionale;

- in relazione al valore dell'acconto da riconoscere per la copertura dei costi operativi connessi alle verificazioni periodiche previste dal decreto ministeriale n. 93/2017 dei gruppi di misura di classe maggiore di G6, confermare il riconoscimento tramite meccanismi di acconto-conguaglio, fissando l'acconto in misura pari a 40 euro per ciascun punto di riconsegna dotato di *smart meter* con calibro superiore a G6;
- in relazione alla definizione della componente parametrica a copertura dei costi operativi e di capitale di telelettura/telegestione e concentratori:
 - confermare l'attivazione di una componente tariffaria unica deputata alla copertura dei suddetti, in luogo dei previgenti meccanismi basati sulla presentazione di istanze da parte degli operatori;
 - prevedere che il valore della componente parametrica sia determinato a partire dal valore del tetto già definito dalla delibera 904/2017/R/gas, rimodulato per tenere conto della diversa vita utile regolatoria con il quale era stato definito il suddetto tetto e della quota parte di costi implicitamente già riconosciuti mediante la componente del servizio di misura t(rac);
 - ai fini dell'aggiornamento per gli anni successivi, individuare le quote parti a copertura rispettivamente dei costi di capitale e dei costi operativi in linea con la ripartizione rilevata per i costi effettivi del 2020 (con incidenza del 65% per i costi di capitale e del 35% per i costi operativi);
- in relazione al riconoscimento dei costi di capitale previsti per gli investimenti in *smart meter*:
 - con riferimento agli investimenti effettuati nel 2022, confermare quanto prospettato in consultazione;
 - con riferimento agli investimenti effettuati a partire dal 2023, in linea generale confermare il riconoscimento dei nuovi investimenti come media tra i costi effettivamente sostenuti e i costi standard, prevedendo altresì di confermare i pesi attualmente previsti per gli investimenti effettuati successivamente al 2019, pari rispettivamente al 70% e al 30%; con riferimento ai misuratori di classe fino a G25, determinare i nuovi livelli di costo standard per il triennio 2023-2025, a partire dai costi di investimento effettivi rilevati nell'anno 2020, opportunamente rivalutati in base all'anno 2022; con riferimento ai misuratori di classe superiore a G25, confermare i livelli di costo standard previgenti, prevedendone la rivalutazione in base all'anno 2022;
- con riferimento al riconoscimento dei costi standard relativi all'installazione di *smart meter* dotati di funzionalità aggiuntive, svolgere approfondimenti in relazione ai profili concorrenziali oggetto di osservazioni nell'ambito della consultazione;
- con riferimento al tema del riconoscimento del valore residuo degli *smart meter* installati nella prima fase di *roll out* delle direttive *smart meter* gas, confermare l'orientamento espresso in consultazione prevedendo di estendere il riconoscimento del valore residuo agli *smart meter* dismessi anticipatamente fino all'anno 2018, purché tali dismissioni siano riferite ad apparati prodotti fino all'anno 2016.

Con la delibera 25 gennaio 2022, 24/2022/R/gas, sono stati approvati gli importi dei costi annuali operativi sostenuti da alcune imprese di distribuzione gas per gli anni 2017-2019 e relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e concentratori, nei limiti del tetto previsto dall'articolo 29, comma 2, della RTDG 2014-2019.

Con la delibera 22 marzo 2022, 114/2022/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per la rideterminazione degli importi riconosciuti alla società Italgas Reti relativi agli anni 2011-2016, a copertura dei costi operativi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori.

Regolazione dell'accesso e dell'uso delle reti del gas degli impianti di produzione di biometano

Con la delibera 26 aprile 2022, 179/2022/R/gas, l'Autorità ha aggiornato le direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale, introducendo una deroga alle disposizioni di cui al comma 61.4 dell'Allegato A alla delibera 64/2020/R/gas, che prevede, ai fini della certificazione delle quantità di biometano ammesse all'incentivo, la possibilità di carico dei mezzi per il trasporto su strada del biometano presso un unico impianto di liquefazione che riceve il biometano prodotto da più impianti di produzione, a condizione che la quantità di biometano ammessa all'incentivo sia univocamente riconducibile alle quote prodotte dai suddetti impianti di produzione, sulla base di specifiche procedure applicative predisposte e pubblicate dal GSE, che consentano di garantire la corretta quantificazione del biometano incentivato.

Con il documento per la consultazione 13 settembre 2022, 423/2022/R/gas, l'Autorità ha presentato gli orientamenti per l'implementazione delle disposizioni di cui all'articolo 37 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 (decreto di recepimento della direttiva (UE) 2018/2001) (di seguito: decreto legislativo n. 199/2021) in materia di connessioni degli impianti di biometano alle reti del gas. In particolare, nel documento sono stati illustrati:

- gli orientamenti per l'attuazione delle disposizioni del decreto legislativo n. 199/2021, per quanto di competenza dell'Autorità, in relazione a:
 - criteri in base ai quali l'impresa maggiore di trasporto formula una procedura per l'integrazione delle informazioni e delle soluzioni atte a ottimizzare le connessioni degli impianti di biometano sulla rete del gas, comprese le reti di distribuzione (art. 37, comma 1);
 - semplificazione e aggiornamento delle disposizioni inerenti alle modalità e alle condizioni per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas, includendo anche altre tipologie di gas rinnovabili, ivi compreso l'idrogeno, anche in miscela (art. 37, comma 2);
- le modifiche da apportare alla sezione I dell'allegato A alla delibera 27/2019/R/gas, a seguito della pubblicazione del decreto del Ministero della transizione ecologica 3 giugno 2022, che ha aggiornato il decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 maggio 2018, recante: "Regola tecnica sulle caratteristiche chimico fisiche e sulla presenza di altri componenti nel gas combustibile".

Progetti pilota per l'ottimizzazione della gestione e l'utilizzo innovativo delle infrastrutture del gas

In esito ai due documenti per la consultazione 11 febbraio 2020, 39/2020/R/gas, e 15 giugno 2021, 250/2021/R/gas, di cui è già stata data evidenza nella precedente *Relazione Annuale*, con la delibera 404/2022/R/gas è stato pubblicato il provvedimento finale in materia di progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi innovativi delle infrastrutture del settore del gas naturale.

Con tale delibera, l'Autorità ha approvato il Regolamento di incentivazione dei progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi innovativi delle infrastrutture del settore del gas naturale, istituendo al contempo presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) il Fondo per la sperimentazione di utilizzi innovativi delle reti gas.

La delibera 404/2022/R/gas, nel definire l'ambito di applicazione delle sperimentazioni articolato su tre ambiti progettuali, tratta nel dettaglio i seguenti argomenti:

- presentazione delle istanze di partecipazione alle sperimentazioni;
- criteri generali di valutazione delle istanze e processo di valutazione;
- criteri di riconoscimento dei costi delle sperimentazioni;
- conduzione delle sperimentazioni e diffusione dei risultati.

La medesima delibera, agli artt. 5 e 6, prevede due determine del Direttore della Direzione Infrastrutture, Energia e Unbundling per la definizione del formato e dei contenuti minimi delle istanze di ammissione al trattamento incentivante, del formato del piano economico-finanziario delle sperimentazioni, del formato del piano relativo all'eventuale utilizzo degli asset coinvolti nelle sperimentazioni per il periodo successivo alla loro conclusione (art. 5) e dei contenuti minimi e dei formati dei rapporti intermedi e della relazione finale delle sperimentazioni, dello schema di dettaglio per la rendicontazione dei costi di progetto e dei criteri di riconoscimento dei medesimi costi in corso d'opera (art. 6).

Con riferimento a tale articolazione, si è infine proceduto con la pubblicazione di un'unica determina direttoriale omnicomprensiva, in modo tale da rendere disponibili *ex ante* per i soggetti interessati tutte le informazioni rilevanti relative alle sperimentazioni, ivi comprese quelle riferite alla fase di rendicontazione tecnica ed economico-finanziaria.

La determina è articolata in tre allegati tecnici:

- allegato A: Modalità di presentazione e di valutazione delle istanze di ammissione al trattamento incentivante;
- allegato B: Formato e contenuti minimi delle istanze di ammissione alle sperimentazioni;
- allegato C: Strumenti di rendicontazione e criteri di riconoscimento dei costi sostenuti nell'ambito delle sperimentazioni.

Più in dettaglio, l'allegato A prevede che le istanze siano sottoposte all'Autorità in formato elettronico in apposita sezione del suo sito internet a decorrere dal 15 gennaio 2023 ed entro il 15 aprile 2023 e che la graduatoria di merito ai fini dell'ammissione al trattamento incentivante, con la relativa parte motivazionale, sia approvata dall'Autorità e pubblicata sul suo sito internet entro il 15 luglio 2023; secondo quanto previsto dalla delibera 404/2022/R/gas, la valutazione delle istanze sarà sviluppata dall'Autorità con il supporto di CIG, ENEA e RSE.

L'allegato B prevede che l'istanza sia composta dai seguenti documenti, la cui struttura è oggetto di dettaglio nell'allegato stesso:

- descrizione della proposta di sperimentazione, ivi compreso il relativo cronoprogramma;
- piano economico-finanziario della sperimentazione, ivi compresa l'indicazione delle spese per le quali viene richiesto il riconoscimento in tariffa, l'importo di cui è richiesta l'ammissione al meccanismo premiale e la relativa modulazione temporale;
- piano relativo all'eventuale utilizzo degli asset coinvolti nelle sperimentazioni per il periodo successivo alla loro conclusione;
- schema operativo (reso preventivamente disponibile sul sito internet dell'Autorità) da compilare a cura del proponente per la quantificazione degli indicatori di valutazione di cui all'allegato A alla delibera 404/22/R/gas.

L'allegato C prevede delle relazioni intermedie delle sperimentazioni secondo uno schema stabilito nell'allegato stesso; in particolare, dette relazioni intermedie hanno l'obiettivo di rendicontare le diverse fasi della sperimentazione (fase di progettazione dell'intervento, realizzazione e messa in servizio dell'intervento, conclusione della prima fase di esercizio sperimentale), mentre la relazione finale ha l'obiettivo di rendicontare lo sviluppo complessivo della sperimentazione e i risultati finali conseguiti, e dovrà essere resa disponibile entro il 31 dicembre 2026; esso tratta infine anche le modalità di rendicontazione dei costi di progetto.

Recepimento e attuazione delle manovre adottate dal Governo a sostegno degli utenti gas

Quanto evidenziato nel paragrafo dedicato al recepimento e all'attuazione delle manovre a sostegno degli utenti elettrici, nel Capitolo 3 del presente Volume, si ripete anche per il settore del gas naturale.

Le stesse disposizioni normative che hanno previsto l'annullamento delle componenti tariffarie A_{SOS} e A_{RIM} , per il settore elettrico, hanno previsto anche l'annullamento, per tutto il 2022, delle componenti tariffarie RE/RET, GS/GST e UG3/UG3T per il settore del gas naturale. In particolare:

- per il I trimestre 2022, la delibera 635/2021/R/com, in attuazione di quanto previsto dalla legge di bilancio 2022;
- per il II trimestre 2022, la delibera 141/2022/R/com, in attuazione di quanto previsto dal decreto legge n. 17/2022;
- per il III trimestre 2022, la delibera 295/2022/R/com, in attuazione di quanto previsto dal decreto legge n. 80/2022;
- per il IV trimestre 2022, la delibera 462/2022/R/com, in attuazione di quanto previsto dal decreto legge n. 115/2022.

A ciò si aggiunga che, con la delibera 148/2022/R/gas, l'Autorità ha disposto di aggiornare, a partire dal 1° aprile 2022, l'aliquota dell'elemento UG2c della componente aggiuntiva della tariffa di distribuzione UG2, attraverso l'applicazione di una componente di segno negativo agli scaglioni di consumo, fino allo scaglione con valore massimo a 5.000 smc/annui. Per il II trimestre 2022 tale disposizione è stata adottata autonomamente dall'Autorità. L'applicazione della suddetta componente negativa per i successivi trimestri del 2022 è stata poi prevista dalle disposizioni dei decreti legge adottati dal Governo per il III e IV trimestre 2022 (con rafforzamento della misura in termini economici).

Anche il mancato gettito delle componenti RE/RET, GS/GST, UG3/UG3T e componente negativa UG2c (per gli ultimi due trimestri) è stato coperto dalle risorse messe a disposizione dalle disposizioni del Governo già ricordate precedentemente. In particolare:

- per l'annullamento delle componenti RE/RET, GS/GST e UG3/UG3T nel I trimestre 2022, la legge di bilancio 2022 ha messo a disposizione 480 milioni di euro;
- per l'annullamento delle componenti RE/RET, GS/GST e UG3/UG3T nel II trimestre 2022, il decreto legge n. 17/2022 ha messo a disposizione ulteriori 250 milioni di euro;
- per l'annullamento delle componenti RE/RET, GS/GST e UG3/UG3T e per la conferma dell'aliquota negativa UG2c nel III trimestre 2022, il decreto legge n. 80/2022 ha messo a disposizione ulteriori 292 milioni di euro,

prevedendo anche altri 240 milioni di euro per incrementare (in valore assoluto) la componente di segno negativo UG2c;

- per l'annullamento delle componenti RE/RET, GS/GST e UG3/UG3T e la conferma del valore della componente di segno negativo UG2c del II trimestre nel III trimestre 2022, il decreto legge n. 115/2022 ha messo a disposizione ulteriori 1.820 milioni di euro.

Le risorse sopra ricordate sono state destinate ai vari conti di gestione alimentati dalle componenti RE/RET, GS/GST, UG3/UG3T e UG2, a seconda del fabbisogno economico per l'anno 2022 dei medesimi conti.

In questo caso, la variabilità delle risorse richieste nei diversi trimestri è riconducibile per lo più alla forte stagionalità tipica del mercato del gas naturale – per cui l'annullamento delle componenti nei trimestri invernali ha ovviamente effetti più rilevanti – oltre che alla modifica dell'aliquota della componente negativa UG2c intervenuta nel III trimestre 2022.

Con la delibera 212/2022/I/com, l'Autorità ha adempiuto a quanto previsto dall'art. 2-bis del decreto legge n. 17/2022, presentando la rendicontazione dell'utilizzo delle risorse messe a disposizione dal bilancio dello Stato per l'anno 2021, incluse quelle destinate al settore gas (si veda al Capitolo 3 il paragrafo "Rendicontazione oneri generali (rapporto 16 maggio 2022, 212/2022/I/com)"). La rendicontazione delle risorse messe a disposizione dal Governo nel corso del 2022, in termini di effettiva adeguatezza al fabbisogno economico dei diversi conti di gestione, potrà essere compiuta solo una volta che siano disponibili i dati di consuntivo 2022, nei primi mesi del 2023.

Pure per il settore gas, nel corso dell'anno 2022, le manovre del Governo hanno riguardato anche il rafforzamento del bonus sociale al fine di compensare le variazioni di spesa trimestrali dei clienti domestici beneficiari, disponendo, tra l'altro, un ampliamento della platea dei medesimi beneficiari a decorrere dal 1° aprile 2022 (elevazione della soglia ISEE a 12.000 euro). Per tale aspetto, si rimanda al Capitolo 10 del presente Volume.

Agevolazioni per le imprese a forte consumo di gas naturale ("imprese gasivore")

Come evidenziato nella precedente *Relazione Annuale*, acquisito il parere dell'Autorità 527/2021/I/gas, il Ministro della transizione ecologica ha adottato, in data 21 dicembre 2021, il decreto n. 541 recante "rideterminazione dei corrispettivi a copertura degli oneri generali del sistema gas applicati alle imprese a forte consumo di gas naturale" (decreto ministeriale 21 dicembre 2021, n. 541).

Il decreto ministeriale n. 541/2021 assegna numerose funzioni all'Autorità in tema di regolazione attuativa del meccanismo di agevolazione alle imprese gasivore, nel quale assumono un ruolo rilevante la CSEA e, per alcuni aspetti, anche l'ENEA.

Nel corso del 2022, con la delibera 41/2022/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti attuativi della disciplina delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di gas naturale di cui al decreto ministeriale n. 541/2021.

Con il documento per la consultazione 59/2022/R/gas, in ragione dell'imminenza del termine di decorrenza delle agevolazioni per le imprese gasivore, fissato al 1° aprile 2022 dal decreto ministeriale n. 541/2021, l'Autorità ha esperito una prima consultazione urgente nella quale è stata esplorata la possibilità di una prima applicazione provvisoria della misura, per il periodo 1° aprile-31 dicembre 2022, con la finalità di consentire alle imprese gasivore di ottenere l'agevolazione, in prima applicazione, con modalità semplificate, sebbene con rischio di conguaglio una volta che fosse disponibile il portale per la raccolta e verifica delle dichiarazioni, gestito da CSEA.

L'orientamento di una prima applicazione, in via urgente e semplificata, della disciplina delle agevolazioni alle imprese gasivore ha fatto emergere criticità da parte dei soggetti che hanno partecipato alla consultazione, sia dal punto di vista dei compiti assegnati ai venditori, sia da un punto di vista gestionale/operativo, con particolare riferimento ai rischi di conguaglio una volta acquisite le dichiarazioni definitive per il medesimo periodo.

Successivamente alla pubblicazione del documento per la consultazione 59/2022/R/gas, l'azzeramento delle componenti RE e RET degli oneri generali gas è stato confermato dapprima per il II trimestre 2022, con la delibera 141/2022/R/com, e poi anche per il III trimestre 2022, dalla delibera 295/2022/R/com.

In considerazione delle problematiche emerse per dar corso alla "prima applicazione" del meccanismo delle agevolazioni per le imprese gasivore, inizialmente previsto per il periodo dal 1° aprile al 31 dicembre 2022 e richiamato dal comma 3 dell'articolo 8 del decreto ministeriale n. 541/2020, con la sopracitata delibera 295/2022/R/com, l'Autorità ha previsto, tra l'altro, di mantenere annullate le componenti tariffarie RE e RET per l'intera annualità 2022. Ciò ha permesso di attivare, dal 1° gennaio 2023, l'applicazione "a regime" delle nuove agevolazioni senza necessità di una "prima applicazione" delle agevolazioni per le imprese gasivore, evitando quindi esigenze di conguaglio.

Con il documento per la consultazione 385/2022/R/gas, l'Autorità ha formulato i propri orientamenti in tema di modalità operative per l'applicazione delle agevolazioni tariffarie alle imprese a forte consumo di gas naturale a decorrere dal 1° gennaio 2023 predisponendo, altresì, uno schema di provvedimento sul quale sono stati sollecitati contributi scritti partecipativi.

L'intervento prospettato nello schema di provvedimento trae origine principalmente dall'esperienza maturata in questi anni da CSEA nella gestione del sistema di riconoscimento per le imprese a forte consumo di energia elettrica, allo scopo anche di permettere sinergie, pur tenendo conto di alcune specificità connesse al sistema delle imprese gasivore.

Il meccanismo prevede che le imprese interessate presentino a CSEA, alla fine dell'anno t per le agevolazioni relative all'anno t+1, una dichiarazione relativa al periodo di riferimento (di norma, triennio t-4, t-3, t-2) che contiene, oltre ai requisiti di accesso e ai dati fiscali, anche l'elenco completo dei punti di riconsegna (PDR) con indicazione, per ciascun punto di riconsegna, della tipologia di utilizzo, dell'impresa di distribuzione (o l'impresa di trasporto per clienti allacciati direttamente alla rete del trasporto) e del consumo annuale di gas naturale.

Con la delibera 541/2022/R/gas, l'Autorità ha adottato le disposizioni necessarie ad attuare il nuovo meccanismo di agevolazioni per le imprese a forte consumo di gas naturale di cui al decreto del Ministro della transizione ecologica n. 541/2021. La delibera 541/2022/R/gas dettaglia, nell'allegato A che forma parte integrante e sostan-

ziale della sopracitata delibera, le disposizioni attuative valide sia per il periodo transitorio di applicazione delle agevolazioni per l'anno 2023 che per la situazione a regime.

Più nel dettaglio, con la richiamata delibera, vengono stabilite:

- le modalità con cui le imprese in possesso dei requisiti del decreto del Ministro della transizione ecologica n. 541/2021 si potranno registrare come imprese a forte consumo di gas naturale presso la CSEA;
- le agevolazioni riconosciute alle imprese a forte consumo di gas naturale mediante l'applicazione da parte delle imprese di distribuzione e delle imprese di trasporto di aliquote differenziate delle componenti RE e RET degli oneri generali gas, da applicare a partire dal 2023, in base alla classe di appartenenza, alle imprese a forte consumo di gas naturale;
- le modalità di applicazione alle imprese a forte consumo di gas naturale delle componenti RE e RET per le diverse classi di agevolazione;
- le modalità di esenzione di una parte della componente RE/RET per le imprese con consumi di gas naturale per uso non energetico superiori alla soglia di 1 milione di Sm³/anno, valutata sull'insieme dei punti di riconsegna nella titolarità dell'impresa;
- le nuove modalità operative per la costituzione degli elenchi delle imprese a forte consumo di gas naturale con separata evidenza delle imprese soggette ad esenzione di cui al punto precedente, impartendo le conseguenti disposizioni alla CSEA;
- il prezzo di riferimento del gas naturale da utilizzare per il calcolo degli indici per la definizione dei livelli di contribuzione minima previsti dall'art. 4 del decreto del Ministro della transizione ecologica n. 541/2021;
- gli elementi attestanti la propria condizione che dovranno essere presentati alla CSEA dalle imprese a forte consumo di gas naturale, con specifiche indicazioni anche per casi particolari come le imprese a forte consumo di gas naturale di recente costituzione;
- le modalità di attestazione dell'adozione da parte dell'impresa a forte consumo di gas naturale dell'effettiva attuazione delle misure per l'uso efficiente dell'energia previste dall'art. 8 del decreto del Ministro della transizione ecologica n. 541/2021, in coordinamento con ENEA;
- i controlli di legittimità e di coerenza che la CSEA è tenuta a effettuare e le modalità di gestione delle eventuali rettifiche da parte dell'impresa;
- le modalità di esazione, da parte di CSEA, delle contribuzioni dovute dalle imprese a forte consumo di gas naturale di alcune classi di agevolazione, con le tempistiche di versamento delle rate e le modalità di controllo da parte della stessa CSEA degli avvenuti versamenti;
- la definizione del contributo dovuto dalle imprese a forte consumo di gas naturale a copertura dei costi amministrativi sostenuti dalla CSEA per l'attuazione delle disposizioni del provvedimento in esame;
- le modalità di comunicazione da parte di CSEA al Sistema informativo integrato (SII) e alle imprese di trasporto degli elenchi aggiornati delle imprese gasivore e dei flussi informativi dal SII e dalle imprese di trasporto alle imprese distributrici, agli utenti del bilanciamento e alle controparti commerciali;
- le modalità di applicazione, da parte delle imprese distributrici e di trasporto, delle componenti tariffarie RE e RET ai singoli punti di riconsegna del gas nella titolarità delle imprese a forte consumo di energia; per i punti di riconsegna sulla rete di distribuzione, l'individuazione di tali punti è demandata al Sistema informativo integrato, mentre, per i punti sulle reti di trasporto, all'impresa maggiore di trasporto, previo coordinamento con le altre imprese di trasporto;
- le disposizioni specifiche di applicazione delle agevolazioni per l'anno 2023; in particolare, il portale per la registrazione delle imprese a forte consumo di gas, in sessione ordinaria, sarà messo a disposizione online da

CSEA entro il 30 novembre 2022 con una finestra temporale indicativamente di 45 giorni per la presentazione della dichiarazione;

- in analogia a quanto previsto per le imprese energivore, un'apposita sessione suppletiva per l'ammissione di eventuali dichiarazioni tardive rispetto ai termini perentori per l'invio previsti dalla regolazione, integrata da misure proporzionate che hanno posto in capo all'impresa ritardataria il maggiore onere che la gestione di una tale sessione comporta sia in termini di costi amministrativi, sia in termini di ritardo e appesantimento delle attività connesse con i procedimenti di riconoscimento delle agevolazioni avviati nei confronti delle imprese che hanno presentato le autodichiarazioni in modo tempestivo.

Piani decennali di sviluppo delle reti

In data 29 marzo 2022 l'Autorità ha avviato la consultazione pubblica dei Piani di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale per l'anno 2022. Nell'ambito di tale consultazione, conclusasi in data 31 maggio 2022, è stata organizzata dall'impresa maggiore di trasporto, su mandato dell'Autorità, una sessione pubblica online finalizzata alla presentazione e all'approfondimento di specifici aspetti dei Piani e di risposta ai quesiti presentati dai soggetti interessati, svoltasi il 4 maggio 2022.

Con delibera 20 dicembre 2022, 696/2022/R/gas, l'Autorità ha espresso le proprie valutazioni sui Piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale 2022, congiuntamente alle valutazioni sui Piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale 2021.

Gare per ambito di concessione del servizio di distribuzione

I principali provvedimenti adottati nel corso del 2022 in materia di gare per ambito di concessione hanno riguardato le attività di analisi svolte dall'Autorità ai sensi del decreto legislativo n. 164/2000 e del decreto interministeriale n. 226/2011, relative agli scostamenti tra valore di rimborso e RAB e alla documentazione di gara trasmessa dalle stazioni appaltanti.

In relazione alla prima attività, con la delibera 4 ottobre 2022, 471/2022/R/gas, e 13 dicembre 2022, 680/2022/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'articolo 15, comma 5, del decreto legislativo n. 164/2000, come modificato dall'articolo 1, comma 93, della legge n. 124/2017, nella versione vigente fino all'entrata in vigore della legge 5 agosto 2022, 118 (legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021, di seguito: legge n. 118/2022), rispettivamente con riferimento ai Comuni dell'Atem Cuneo 2 – Città di Cuneo e Sud e Venezia 1 – Laguna Veneta.

Con riferimento, invece, all'attività di analisi della documentazione di gara, con la delibera 26 aprile 2022, 187/2022/R/gas, e 12 luglio 2022, 316/2022/R/gas, l'Autorità ha espresso le proprie osservazioni in merito alla

documentazione di gara inviata, ai sensi delle disposizioni di cui all'articolo 9, comma 2, del decreto interministeriale n. 226/2011, rispettivamente con riferimento agli Atem Roma 4 – Litorale Sud e Castelli Romani e Catanzaro – Crotone.

In data 22 aprile 2022, in attuazione di quanto indicato nella determina del Direttore della Direzione Infrastrutture *Unbundling* e Certificazione (oggi denominata Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling*) (DIUC) 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 2019, a seguito dell'emanazione della delibera 5 aprile 2022, 154/2022/R/gas, con la quale sono state determinate le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2021.

In data 11 maggio 2022, e sempre in attuazione di quanto indicato nella menzionata determina 13/2014 della DIUC, sono stati resi disponibili, previo accreditamento delle stazioni appaltanti, i dati provvisori relativi al valore degli *asset* risultante al 31 dicembre 2020, a seguito dell'emanazione della delibera 3 maggio 2022, 194/2022/R/gas, con la quale sono state determinate le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2022.

I dati RAB vengono 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.

Con la delibera 28 giugno 2022, 282/2022/R/gas, l'Autorità ha aggiornato con validità per il triennio 2019-2021 e per il triennio 2022-2025 il tasso di interesse da applicare per la determinazione del rimborso ai gestori uscenti degli importi per la copertura degli oneri di gara di cui al decreto interministeriale n. 226/2011, in coerenza con quanto previsto dalla delibera dell'Autorità 14 gennaio 2016, 10/2016/R/gas.

Con il documento per la consultazione 19 luglio 2022, 337/2022/R/gas, l'Autorità, inserendosi nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 3 novembre 2020, 435/2020/R/gas, per l'attuazione delle disposizioni dell'articolo 114-ter del decreto legge 19 maggio 2020, n. 34, ha illustrato gli orientamenti in relazione all'individuazione dei criteri per la formulazione delle osservazioni ai bandi di gara trasmessi dalle stazioni appaltanti ai sensi delle disposizioni dell'articolo 9, comma 2, del decreto interministeriale n. 226/2011.

Con la determina 20 luglio 2022, 5/2022, la Direzione Infrastrutture ha integrato le modalità di attuazione delle verifiche a campione, di cui all'articolo 23, comma 1, e di cui all'articolo 27, comma 4, dell'Allegato A alla delibera 905/2017/R/gas.

L'art. 6 della legge n. 118/2022 ha introdotto alcune disposizioni volte, da un lato, a valorizzare le reti di distribuzione del gas di proprietà degli enti locali e, dall'altro, a rafforzare il percorso di semplificazione già avviato con la legge n. 124/2017, allo scopo di accelerare le procedure per l'effettuazione delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione di gas naturale.

Con la delibera 15 novembre 2022, 570/2022/R/gas, l'Autorità ha avviato il procedimento per l'attuazione di interventi previsti dalla legge n. 118/2022 in materia di gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale.

Con il documento per la consultazione 15 novembre 2022, 572/2022/R/gas, l'Autorità ha posto in consultazione proposte al fine di recepire le disposizioni in materia di determinazione del valore di rimborso delle reti di distribuzione del gas naturale introdotte della legge n. 118/2022.

Con la delibera 22 dicembre 2022, 714/2022/R/gas, l'Autorità ha aggiornato le disposizioni in materia di determinazione del valore di rimborso delle reti di distribuzione del gas naturale in attuazione della legge n. 118/2022.

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, tale procedimento è propedeutico al procedimento di 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, sulla base dei dati aggiornati al 31 dicembre 2022, sono elencate le 67 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 905/2017/R/gas e nel regime semplificato individuale per Comune di cui all'art. 3, comma 1, lettera b), del medesimo allegato A, per un totale di circa 1530 Comuni soggetti a verifica da parte degli Uffici dell'Autorità.

Di questi ultimi, circa 694 sono soggetti al regime semplificato individuale per Comune.

TAV. 4.1 Stazioni appaltanti per le quali è in corso il procedimento 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 Emilia	Reggio nell'Emilia
Comune di Pinerolo	Torino 3 – Sud-Ovest
Comune di Alessandria	Alessandria 2 – Centro
Regione Friuli-Venezia Giulia	Udine 1 – Nord e Udine 3 – Sud
Comune di Foligno	Perugia 2 – Sud-Est
Comune di Novara	Novara 2 – Sud
Comune di Villafranca di Verona	Verona 2 – Pianure veronesi

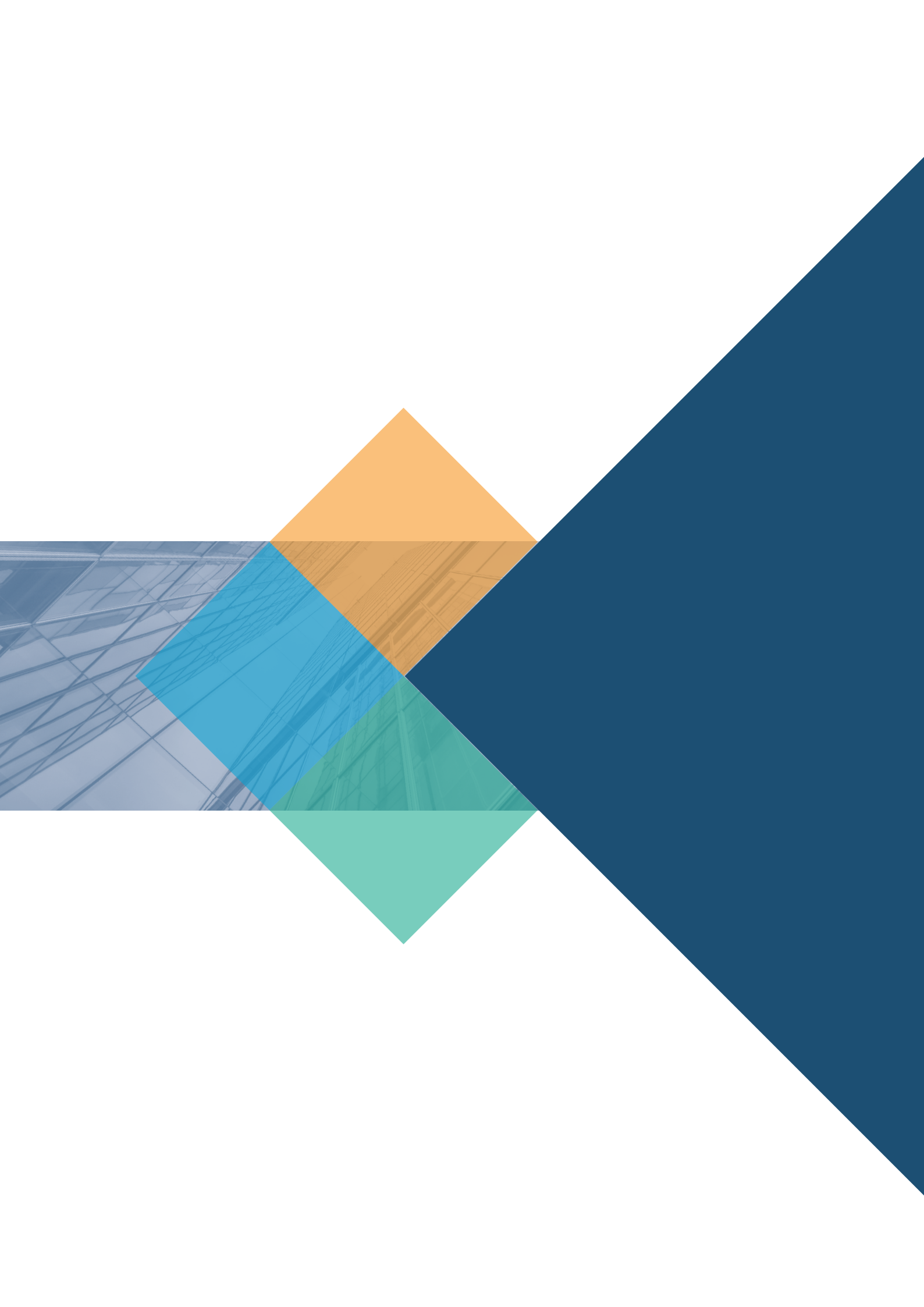
(segue)

STAZIONE APPALTANTE	ATEM
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 e Brianza 1 – Est
Comune di Pesaro	Pesaro-Urbino
Comune di Lissone	Monza e Brianza 2 – Ovest
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 Dalmine	Bergamo 3 – Dintorni a ovest di Bergamo
Comune di Legnano	Milano 2 – Provincia Nord-Ovest
Comune di Firenze	Firenze 1 – Città e impianto di Firenze e Firenze 2 – Provincia
Comune di Voghera	Pavia 4 – Oltrepò Pavese
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 Treviglio	Bergamo 5 – Sud-Ovest
Comune di Lecco	Lecco 1 – Nord
Comune di Codogno	Lodi 2 – Sud
Pescara Energia	Pescara
Comune di Brescia	Brescia 3 – Città e impianto di Brescia
Comune di Ferrara	Ferrara
Comune di Merate	Lecco 2 – Sud
Comune di Perugia	Perugia 1 – Città di Perugia e Nord-Ovest

(segue)

STAZIONE APPALTANTE	ATEM
Comune di Alba	Cuneo 3 – Nord-Est
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 1 – Impianto di Trento – Trento 2 – Nord-Est – Trento 3 – Sud-Ovest
Comune di Rozzano	Atem Milano 3 – Provincia Sud
Comune di Varese	Atem Varese 2 – Centro
Comune di Como	Atem Como 2 – Como e Olgiatese
Comune di Vicenza	Atem Vicenza 1 – Città di Vicenza e Sud-Est
Comune di Foggia	Atem Foggia 2 – Sud
ARPAE – Agenzia regionale per la prevenzione, l'ambiente e l'energia dell'Emilia Romagna	Atem Modena 2 – Sud
Comune di Campobasso	Atem Campobasso
Comune di Taranto	Atem Taranto
Comune di Asti	Atem Asti
Comune di Vercelli	Atem Vercelli
Comune di Mantova	Atem Mantova 1 – Città di Mantova e Nord-Ovest
Comune di Bergamo	Atem Bergamo 4 – Bergamo e dintorni a Est
Comune di Arezzo	Atem Arezzo
Comune di Treviso	Atem Treviso 1 – Sud
Provincia di Varese	Atem Varese 1 – Nord
Provincia di Savona	Atem Savona 1 – Sud-Ovest
Comune di Ascoli Piceno	Atem Ascoli Piceno
Comune di Benevento	Atem Benevento

Fonte: ARERA.



CAPITOLO

5



**ASPETTI COMUNI
DELLA REGOLAZIONE
INFRASTRUTTURALE
NEI SETTORI DELL'ENERGIA
ELETTRICA E DEL GAS**

SETTORIALE

Metodi e criteri di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale (ROSS-base)

Il Quadro strategico dell'Autorità 2022-2025, approvato con la delibera dell'Autorità 13 gennaio 2022, 2/2022/A, in continuità con il Quadro strategico dell'Autorità 2019-2021, prevede come obiettivo strategico lo sviluppo di un approccio integrato di "Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio" (ROSS), da applicare a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas sia per quanto riguarda i criteri generali per la determinazione del costo riconosciuto (ROSS-base), sia – per i principali operatori – per quanto riguarda la pianificazione delle attività, della *baseline* di costo e degli *output* attesi (ROSS-base).

Approccio ROSS-base

Con la delibera 28 giugno 2021, 271/2021/R/com, l'Autorità ha dato avvio al procedimento volto all'introduzione di nuove modalità di riconoscimento dei costi, comuni a tutti i servizi infrastrutturali dei settori dell'energia elettrica e del gas, basate su un approccio di "spesa totale" che viene denominato ROSS-base. In particolare, la delibera 271/2021/R/com identifica tre obiettivi specifici:

- a. eliminare le distorsioni nelle scelte delle imprese regolate tra soluzioni ad alta intensità di capitale e soluzioni ad alta intensità di lavoro;
- b. aumentare la produttività totale dei servizi infrastrutturali del settore elettrico e gas a beneficio dei clienti finali;
- c. allineare le regolazioni specifiche dei servizi infrastrutturali del settore elettrico e gas.

Il procedimento avviato con la delibera 271/2021/R/com mira, in particolare, a:

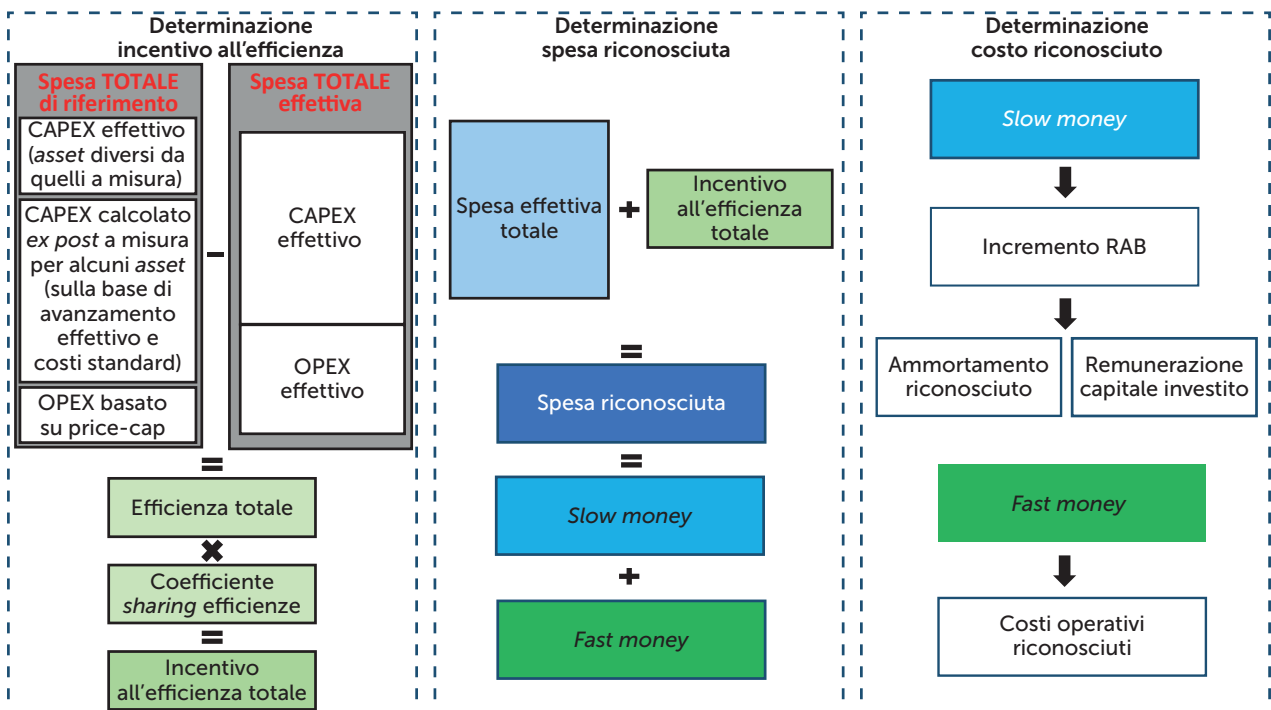
- prevedere il riallineamento degli incentivi all'efficienza, attualmente focalizzati principalmente sui costi operativi, in modo che si estendano all'efficienza totale, utilizzando coefficienti di ripartizione dell'efficienza totale conseguita considerando sia le spese operative sia le spese di capitale;
- prevedere tassi di capitalizzazione fissati *ex ante* dal regolatore, eventualmente differenziati per singolo servizio regolato, da applicare alla spesa totale riconosciuta, che consentano di determinare sia la spesa di capitale riconosciuta che va a incrementare il capitale investito ai fini regolatori, sia i costi operativi riconosciuti;
- introdurre meccanismi di monitoraggio dei ritorni sul capitale investito regolatorio, al fine di valutare in che misura i rendimenti effettivi conseguiti si discostino da quanto determinato dal regolatore;
- dare corso al percorso di allineamento delle regolazioni specifiche dei servizi infrastrutturali del settore elettrico e gas, in relazione ai criteri di riconoscimento del capitale investito e dei costi operativi, al fine di rendere il più possibile omogenee le regolazioni ed evitare disallineamenti nei ritorni sul capitale investito legati a differenze nel trattamento regolatorio di specifiche voci di costo operativo e di capitale, in analogia a quanto sperimentato con la riforma dei criteri di determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito.

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 271/2021/R/com, sottoposto ad analisi di impatto della regolazione (AIR) con modalità semplificate, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 23 dicembre 2021, 615/2021/R/com, che ha illustrato le logiche delle principali linee di intervento che caratterizzano la

soluzione ROSS-base, ne ha descritto lo schema concettuale di riferimento (riprodotto in Fig. 5.1) e ha delineato le principali fasi del processo di determinazione del costo riconosciuto ai fini tariffari secondo tale approccio:

- definizione della spesa totale di riferimento;
- determinazione della spesa totale effettiva;
- determinazione del recupero di efficienza totale rispetto alla spesa di riferimento;
- applicazione di un meccanismo di *sharing* delle efficienze (e delle inefficienze);
- determinazione della spesa totale riconosciuta;
- applicazione del tasso di capitalizzazione con individuazione delle porzioni della spesa totale riconosciuta che vanno a incrementare la RAB (cosiddetto *slow money*) e la porzione che viene invece spesa (c.d. *fast money*).

FIG. 5.1 Schema concettuale ROSS-base



Fonte: ARERA.

La riforma ROSS-base è anche l'occasione, nelle intenzioni dell'Autorità, di completare il processo di allineamento dei criteri di regolazione tariffaria tra i diversi servizi infrastrutturali regolati (a rete) con l'introduzione di un Testo integrato dei criteri di determinazione del costo riconosciuto (TIROSS) che, in analogia a quanto previsto con i PWACC per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito, i cui criteri sono riflessi nel TIWACC, troverebbe applicazione in veri e propri periodi regolatori dei criteri di determinazione del costo riconosciuto. A completamento di questo percorso di riforma i periodi regolatori specifici dei singoli servizi potrebbero essere concentrati sulle specificità industriali dei singoli servizi, con ruolo principale assegnato agli strumenti regolatori relativi alle tematiche della qualità del servizio e alle regolazioni *output-based*.

Nel mese di aprile 2022 si sono svolti incontri di approfondimento tematico con gli operatori dei servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas interessati dalla riforma e con le loro associazioni di categoria (di seguito: *focus group*). In tali incontri sono stati approfonditi diversi temi che comporteranno delle novità

nell'approccio regolatorio, come per esempio la definizione di una metodologia di analisi dei rendimenti. A tale riguardo, nel documento per la consultazione 615/2021/R/com, l'Autorità ha prospettato l'adozione del *Return on Regulatory Equity* (RORE) quale indice sintetico in grado di rappresentare gli effetti della regolazione sulla *performance* economico-finanziaria delle imprese. Tale indice rapporta i margini che la regolazione consente alle imprese regolate al capitale proprio investito (*equity*). I margini che la regolazione consente sono disaggregati nelle principali componenti:

- costo dell'*equity* riconosciuto nel tasso di remunerazione del capitale investito;
- margine sui costi operativi e sugli ammortamenti;
- margini derivanti dalla differenza tra *gearing* effettivo e *gearing* nozionale assunto ai fini delle determinazioni del tasso di remunerazione del capitale investito;
- margini legati ai meccanismi premi-penalità e ai meccanismi *output-based*.

Secondo quanto indicato nel documento 615/2021/R/com, il calcolo del RORE implica attente analisi dei dati riportati nei conti annuali separati delle imprese regolate e dei dati relativi ai meccanismi tariffari, ai meccanismi di regolazione della qualità del servizio e agli altri meccanismi *output-based*.

Con il documento per la consultazione 12 luglio 2022, 317/2022/R/com, sono stati illustrati con maggiore dettaglio gli orientamenti dell'Autorità in relazione all'ambito di applicazione dell'approccio ROSS e ai criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo l'approccio ROSS-base. In particolare, l'Autorità ha posto in consultazione i propri orientamenti, relativamente:

- all'ambito di applicazione e alle tempistiche di introduzione dei nuovi modelli di regolazione per i vari servizi infrastrutturali regolati, prospettando una partenza differenziata per i vari servizi a seconda dell'inizio del successivo periodo di regolazione;
- ai principali elementi dell'approccio ROSS-base e alla presentazione delle opzioni di regolazione secondo i criteri dall'AIR semplificata;
- alla possibilità di allineamento dei criteri di regolazione tariffaria tra i vari servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas;
- alle tematiche relative all'introduzione di metodi e schemi di reportistica, al fine di monitorare e verificare l'effettivo livello dei rendimenti economico-finanziari.

Secondo quanto indicato nei documenti per la consultazione 615/2021/R/com e 317/2022/R/com, lo *stock* di capitale esistente alla data di entrata in vigore del ROSS-base continua a essere gestito in continuità di criteri con l'attuale regolazione. Nel tempo, il peso della RAB relativa allo *stock* di capitale esistente andrà progressivamente a ridursi e crescerà il peso degli investimenti gestiti con i criteri del ROSS-base. Questa dinamica consente una significativa gradualità nella gestione della discontinuità metodologica che si introduce con la riforma ROSS-base.

Nel mese di ottobre 2022 si sono svolti un seminario pubblico e ulteriori *focus group*, nei quali sono stati discussi e approfonditi diversi temi, e in particolar modo gli incentivi e i possibili meccanismi di ripartizione delle efficienze.

Gli orientamenti finali relativi ai criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo l'approccio ROSS-base sono stati illustrati nel documento per la consultazione 6 dicembre 2022, 655/2022/R/com. In tale documento l'Autorità ha posto in consultazione alcuni approfondimenti in relazione a specifiche tematiche inerenti ai criteri

di determinazione del costo riconosciuto secondo l'approccio ROSS-base (in particolare i temi della finanziabilità e degli incentivi all'efficienza), e ha pubblicato uno schema di testo integrato recante i criteri generali di determinazione del costo riconosciuto secondo il modello ROSS per il periodo 2024-2031 (TIROSS-base). Nel documento si prospetta, inoltre:

- con riferimento all'inflazione, che la spesa di riferimento venga aggiornata per l'inflazione *ex post* in modo da avere valori omogenei con spesa effettiva;
- con riferimento ai tassi di capitalizzazione, di dare seguito alle opzioni che prevedono che il tasso di capitalizzazione sia calcolato su dati storici con qualche aggiustamento sulla base di valutazioni *forward-looking*, nonché differenziati per *cluster* per i servizi di distribuzione e differenziati per impresa per gli altri servizi, pur lasciando una certa flessibilità nelle scelte relative ai singoli servizi regolati, in particolare con riferimento al peso da dare alle valutazioni prospettiche rispetto alle valutazioni retrospettive e alla scelta se adottare differenziazioni per *cluster* o se adottare valori omogenei per tutte le imprese dello stesso servizio;
- con riferimento al trattamento della spesa sostenuta dopo la data di *cut-off*, di assicurare per quanto possibile omogeneità per tutti i servizi infrastrutturali regolati;
- con riferimento al trattamento dello *stock* di capitale esistente alla data di *cut-off*, di lasciare una certa flessibilità nelle decisioni relative a ciascun servizio regolato, pur assicurando prevedibilità e gradualità degli effetti sui ricavi ammessi.

Approccio ROSS-integrale

In parallelo al procedimento avviato con la delibera 271/2021/R/com, dedicato allo sviluppo del modello ROSS-base, con la delibera 25 ottobre 2022, 527/2022/R/com, l'Autorità ha avviato un procedimento dedicato allo sviluppo del modello c.d. ROSS-integrale, finalizzato alla definizione del quadro di regole generali per l'applicazione di tale modello ai singoli servizi regolati e, in prima applicazione, agli operatori di maggiori dimensioni. Il procedimento prevede che:

- le previsioni di spesa e di obiettivi di servizio siano formulate dalle imprese nell'ambito di *business plan* predisposti sulla base delle indicazioni fornite dall'Autorità;
- siano definiti criteri per la valutazione (controllo *ex ante*) da parte dell'Autorità delle previsioni formulate dalle imprese nei *business plan*, sia in termini di volumi e obiettivi di servizio, sia in termini di costo dello stesso servizio (*cost assessment*);
- siano introdotti criteri di regolazione per la gestione delle incertezze relativi alle previsioni formulate nei *business plan*;
- siano definiti la metodologia e lo sviluppo di sistemi di reportistica e monitoraggio, per la verifica dell'effettivo livello di spesa, a fronte dell'effettivo grado di raggiungimento degli *output* e delle *performance* tecniche e di qualità (controllo *ex post*).

Il procedimento prevede due scadenze differenziate:

- 31 dicembre 2023 per la delibera-quadro contenente i criteri generali della regolazione ROSS-integrale;
- 31 dicembre 2024 per i provvedimenti settoriali specifici per i diversi servizi regolati.

Determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito nel secondo periodo di regolazione (II PWACC)

Come già evidenziato nella precedente *Relazione Annuale*, con la delibera 614/2021/R/com l'Autorità ha approvato i "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 2022-2027 (TIWACC 2022-2027)".

Il provvedimento in analisi ha fissato in sei anni (2022-2027) la durata del periodo regolatorio del WACC, prevedendone, nel rispetto dei principi di prevedibilità e trasparenza, la suddivisione in due sub-periodi di durata triennale (2022-2024 e 2025-2027), per consentire gli aggiustamenti del tasso in funzione dell'andamento congiunturale. Coerentemente, i parametri comuni a tutti i servizi, la cui definizione è tipicamente basata su valutazioni di lungo periodo, sono stabiliti per tutta la durata del periodo di regolazione. I parametri maggiormente influenzati dal contesto macroeconomico sono invece stabiliti per il primo sub-periodo e successivamente aggiornati per il secondo sub-periodo. Al fine di considerare eventuali situazioni di rapida evoluzione del contesto macroeconomico, per tali parametri è inoltre previsto, almeno per il primo triennio, un meccanismo di aggiornamento annuale secondo una logica *trigger*, che prevede che l'aggiornamento annuale del WACC si attivi solo qualora, dall'aggiornamento di determinati parametri, si determini una variazione del WACC per un servizio regolato almeno pari a 50 punti base¹. I parametri specifici di ciascun servizio seguono invece logiche di aggiornamento specifiche.

Ai fini dell'aggiornamento del tasso di remunerazione per l'anno 2023, con la delibera 654/2022/R/com l'Autorità ha verificato l'attivazione del meccanismo di *trigger* sopra descritto. Nel dettaglio, coerentemente con quanto previsto dall'art. 8 del TIWACC 2022-2027, sono stati aggiornati:

- il parametro tasso *risk free* considerando un periodo di osservazione retrospettiva annuale da ottobre 2021 a settembre 2022;
- l'inflazione incorporata nel tasso *risk free* (*isr*), considerando un periodo di osservazione coerente con quello del parametro *risk free*;
- il parametro SPREAD (differenza tra la media del rendimento richiesto per i titoli di Stato decennali italiani e quello richiesto per i titoli di Stato di paesi a *rating* elevato) considerando un periodo di osservazione coerente con quello del parametro *risk free*;
- l'indice iBoxx^{spot} calcolato come media dei rendimenti *spot* degli indici iBoxx relativi alle obbligazioni non finanziarie BBB, con riferimento alle scadenze 10+ e 7-10 anni osservata al 30 settembre 2022;
- l'indice iBoxx^{10y} calcolato come media dei rendimenti desunti dagli indici iBoxx relativi alle obbligazioni non finanziarie BBB, con riferimento alle scadenze 10+ e 7-10 anni, calcolata su un orizzonte temporale relativo agli ultimi 10 anni.

Dall'aggiornamento di questi parametri è risultata una variazione del WACC per ciascun servizio inferiore a 50 bps rispetto al valore in vigore nell'anno 2022.

¹ Per una descrizione più di dettaglio del meccanismo del *trigger* si rimanda al provvedimento 614/2021/R/com e alla relazione tecnica allegata.

La sopra richiamata delibera 654/2022/R/com conferma, quindi, per l'anno 2023 i valori del WACC per i diversi servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas in vigore nel 2022, riportati nella tavola 5.1.

TAV. 5.1 Valori del WACC per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas

SERVIZIO	2023
Trasmissione dell'energia elettrica	5,0%
Distribuzione e misura dell'energia elettrica	5,2%
Stoccaggio	6,0%
Rigassificazione	6,1%
Trasporto del gas	5,1%
Distribuzione e misura del gas	5,6%

Fonte: ARERA.

Regolazione dell'*unbundling*

Certificazione preliminare di Snam Rete Gas e di Infrastrutture Trasporto Gas in qualità di gestori di rete di trasporto gas

Con la delibera 18 ottobre 2022, 501/2022/R/gas, l'Autorità ha adottato la decisione preliminare di certificazione di Snam Rete Gas e Infrastrutture Trasporto Gas come gestori di rete in separazione proprietaria, nell'ambito del procedimento di cui alla delibera 570/2020/R/gas.

Il procedimento di ricertificazione dei due gestori è stato avviato a seguito delle comunicazioni trasmesse all'Autorità da parte di Snam, controllante di entrambe le società, in merito all'avvio, tramite società separate, di una serie di iniziative di investimento che prevedono l'acquisizione, lo sviluppo e la conversione di infrastrutture di produzione di biogas e biometano, nonché ulteriori iniziative nello sviluppo del settore dell'idrogeno e dell'efficienza energetica.

Nell'istruttoria condotta, l'Autorità ha tenuto conto di tutti gli elementi rilevanti per verificare il rispetto delle finalità dell'art. 9 della direttiva 2009/73/CE; tra queste, rilevano: la modesta quantità di biometano immessa in rete, il fatto che tutte le altre attività diverse dalla produzione di biometano non implicano l'immissione di gas prodotto nella rete, le misure organizzative e procedurali proposte da Snam per assicurare la compatibilità dei citati investimenti con la normativa *unbundling*, nonché l'impegno da parte di Snam di rivalutare tempestivamente le proprie partecipazioni nelle società operative nel biometano, una volta completata la fase di sviluppo industriale del settore.

Con la predetta delibera 501/2022/R/gas, l'Autorità ha quindi certificato preliminarmente i due gestori: la decisione preliminare di ricertificazione adottata dall'Autorità, ai sensi dell'art. 10, par. 5, della direttiva 2009/73/CE, assume efficacia solo a valle del parere emesso dalla Commissione europea che deve essere tenuto nella massima considerazione ai fini della decisione finale di certificazione, come previsto dall'art. 3, par. 2, del regolamento (CE) 715/2009.

Separazione funzionale

Con la delibera 22 novembre 2022, 602/2022/E/com, l'Autorità ha intimato a una serie di imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas l'invio delle comunicazioni obbligatorie previste dal TIUF (allegato A alla delibera 22 giugno 2015, 296/2015/R/com) a carico delle imprese esercenti almeno una delle attività di cui al comma 4.1 dello stesso TIUF. In particolare, l'Autorità ha intimato, alle imprese elencate nell'allegato A al provvedimento, di trasmettere le informazioni di stato relative alla separazione funzionale, necessarie per individuare le imprese effettivamente soggette a obblighi di separazione funzionale, e, alle imprese elencate nell'allegato B, di trasmettere le raccolte annuali di separazione funzionale, relative al 2021, cui sono tenute sulla base delle disposizioni del TIUF e, specificamente, la raccolta: "Adempimenti al TIUF" (che permette, tra le altre cose, l'invio del Programma di adempimenti, previsto dall'art. 14.5 del TIUF, redatto dal gestore indipendente, che riporta le misure adottate per assicurare il rispetto dei principi di separazione funzionale da parte dell'impresa).



CAPITOLO

6



**REGOLAZIONE
NEL SERVIZIO IDRICO**

SETTORIALE

Assetti locali e rapporti istituzionali

Monitoraggio e governance degli assetti locali

L'art. 172, comma 3-*bis*, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 prevede che, entro il 30 giugno e il 31 dicembre di ogni anno, l'Autorità 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 (EGA);
- degli enti di governo dell'ambito, 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, che a partire dal 2015 ha provveduto alla redazione di specifiche Relazioni presentate alle Camere, con riferimento alla situazione registrata nei due semestri del 2022, ha predisposto le Relazioni 19 luglio 2022, 347/2022/I/idr, e 31 gennaio 2023, 34/2023/I/idr, evidenziando, da un lato, i miglioramenti venuti in rilievo nella riorganizzazione della *governance* di settore, dall'altro, le criticità ancora riscontrate in ordine alla corretta redazione e all'aggiornamento degli atti necessari all'adozione delle scelte di programmazione e di gestione del servizio idrico integrato. Tali ritardi contribuiscono – unitamente ad altri elementi – a incrementare i differenziali nei livelli di prestazione del servizio e nella possibilità di accesso ai servizi idrici tra le diverse aree del Paese (c.d. *water service divide*). Al fine di superare tali criticità, il legislatore ha varato alcune misure per il rafforzamento del processo di industrializzazione del settore e la riduzione del divario esistente (*water service divide*) tra il Centro-Nord e il Mezzogiorno, come previsto nelle azioni di riforma del Piano nazionale di ripresa e resilienza (di seguito: PNRR). Il riferimento, in particolare, è:

- alla previsione di cui all'art. 22, comma 1-*quinquies*, del decreto legge 6 novembre 2021, n. 152, che ha fissato un termine (1° luglio 2022) entro il quale l'ente di governo dell'ambito era tenuto a esprimersi sulla ricorrenza dei requisiti per la salvaguardia delle gestioni in forma autonoma di cui al comma 2-*bis*, lettera b), dell'art. 147 del decreto legislativo n. 152/2006, nonché un successivo termine (30 settembre 2022) entro il quale il richiamato ente era tenuto a provvedere ad affidare al gestore unico tutte le gestioni non fatte salve ai sensi del citato comma 2-*bis*;
- alle disposizioni di "rafforzamento della *governance* della gestione del servizio idrico integrato" introdotte dall'art. 14 del decreto legge 9 agosto 2022, n. 115, con l'obiettivo di superare le perduranti situazioni inerziali con riferimento alle procedure di affidamento del servizio idrico integrato.

Le recenti previsioni di cui al citato art. 14 del decreto legge n. 115/2022 – espressamente suggerite dall'Autorità nella segnalazione 27 luglio 2021, 331/2021/I/idr – sono potenzialmente in grado, se pienamente attuate, di raggiungere soluzioni strutturali di razionalizzazione e di rafforzamento gestionale nell'ottica di un superamento di approcci segmentati o parziali e di una necessaria semplificazione procedurale.

Nello specifico, dal monitoraggio sugli assetti locali del servizio idrico integrato effettuato nel corso del 2022, emerge un quadro che può essere così sintetizzato:

- definitivo 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) e consolidamento nel processo di razionalizzazione del numero degli ATO, pari a 62 (nel 2015 si contavano 71 ATO);
- esigenza di conclusione del percorso avviato verso la piena operatività di taluni enti di governo dell'ambito (Lazio, Campania, Calabria e Sicilia);
- nei casi di perdurante inerzia degli enti di governo nel procedere all'affidamento, l'avvenuto avvio, da parte di alcune Regioni (Campania e Sicilia), dell'esercizio dei poteri sostitutivi in forza delle novità legislative recentemente introdotte dal decreto legge n. 115/2022;
- necessità di portare a compimento, anche attraverso l'esercizio dei poteri sostitutivi secondo le disposizioni normative recentemente introdotte, l'affidamento del servizio idrico integrato in tutte quelle realtà in cui non risultino chiaramente delineate gestioni salvaguardabili in base alla normativa *pro tempore* vigente, né siano mai state individuate gestioni uniche di ambito, sia pure assoggettabili a percorsi di graduale integrazione con le realtà operative preesistenti;
- esigenza di perfezionamento in tempi brevi del processo di razionalizzazione e consolidamento del panorama gestionale secondo le previsioni della normativa vigente, data la presenza (seppure in progressiva e costante diminuzione) di gestori *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.

Collaborazione con altre istituzioni

Riforma dei servizi pubblici locali

Tra le *milestones* del Piano nazionale di ripresa e resilienza (di seguito: PNRR) è stato previsto un intervento di riordino della materia dei servizi pubblici locali per rafforzare e diffondere il ricorso al principio della concorrenza, per assicurare scelte efficienti delle amministrazioni sotto il profilo finanziario e della qualità dei servizi e promuovere dinamiche competitive finalizzate ad assicurare la protezione dei diritti e degli interessi, anche non economici, dei cittadini.

Al riguardo, la legge 5 agosto 2022, n. 118, avente a oggetto "Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021" (di seguito: legge concorrenza), ha previsto all'art. 8 una delega al Governo per l'adozione di uno o più decreti legislativi di riordino della materia dei servizi pubblici locali di rilevanza economica e ha puntualmente indicato i principi e i criteri sui quali impostare l'intervento governativo¹.

1 Nel corso della discussione parlamentare sul disegno di legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021, l'Autorità – nella memoria 4 marzo 2022, 82/2022/I/com – ha rappresentato:

- i possibili profili di criticità che sarebbero potuti derivare da una riforma "della ripartizione dei poteri di regolazione e di controllo tra [le Autorità indipendenti] e i diversi livelli di governo locale" riferita ai settori ambientali, a fronte di una configurazione complessiva del processo decisionale e regolatorio già stabilmente delineata dall'Autorità e che – alla luce delle prerogative degli organismi di governo locale in materia di pianificazione degli interventi e di programmazione economico-finanziaria – prevede che: i) la tariffa sia predisposta dagli enti territorialmente competenti sulla base dei dati forniti dai gestori, disponendo che i medesimi soggetti competenti validino le informazioni fornite dagli operatori e le integrino o le modifichino secondo criteri funzionali al riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio; ii) gli atti di cui si compone la predisposizione tariffaria (tra cui il programma degli interventi e il piano economico-finanziario) siano adottati dagli enti territorialmente competenti, esplicitando la relazione tra identificazione degli obiettivi (di qualità tecnica e contrattuale identificati sulla base dei criteri fissati dall'Autorità), selezione degli interventi necessari e riflessi in termini di entità dei corrispettivi; iii) dopo la verifica di congruità, di correttezza e di completezza dei dati trasmessi dai gestori compiuta a livello locale, l'Autorità provveda a verificarne la coerenza regolatoria, anche sulla base degli obiettivi e dei connessi investimenti pianificati;

Al fine di approfondire le tematiche inerenti ai servizi pubblici locali in relazione ai citati obiettivi previsti dal PNRR, è stato costituito un apposito Gruppo di lavoro presso la Presidenza del Consiglio dei ministri cui è stata chiamata a partecipare anche l'Autorità. Le attività del richiamato Gruppo di lavoro – concentrate tra i mesi di maggio e settembre 2022 – sono state volte a fornire un contributo per la definizione delle linee di riordino in materia di servizi pubblici locali, poi adottate con il decreto legislativo 23 dicembre 2022, n. 201, previa intesa in sede di Conferenza unificata, sentita, per i profili di competenza, l'Autorità (che si è espressa con il parere 29 novembre 2022, 647/2022/I/com) e acquisito il parere delle Commissioni parlamentari competenti per materia.

Tra le citate linee di riordino, l'intervento governativo in questione annovera quelle basate sulla *"centralità dell'azione delle Autorità nazionali di regolazione, ribadita dall'art. 7 (...), e rafforzata in una logica di supporto tecnico all'azione degli enti locali e per garantire condizioni elevate di qualità nei vari contesti in linea con l'obiettivo di coesione sociale e territoriale"* (come precisato nella Relazione illustrativa che accompagna il provvedimento in parola). In particolare, il richiamato art. 7 del decreto legislativo n. 201/2022 ha:

- valorizzato talune delle competenze già attribuite ed esercitate dall'Autorità nei settori di competenza (in particolare, idrico e rifiuti), prevedendo che – *"ferme restando le competenze delle autorità nazionali in materia di regolazione economico-tariffaria e della qualità"* – la stessa:
 - individui *"i costi di riferimento dei servizi [definiti come gli indicatori di costo, che stimano le risorse necessarie alla gestione del servizio secondo criteri di efficienza, o costi benchmark], lo schema tipo di piano economico-finanziario, gli indicatori e i livelli minimi di qualità dei servizi, anche ai fini di quanto previsto dagli articoli 10, comma 4, 14, comma 2, e 17, comma 2 [ossia ai fini delle valutazioni richieste agli enti locali in sede di istituzione del servizio pubblico locale e di assegnazione dello stesso]"* (comma 1);
 - predisponga *"schemi di contratti tipo"*, facendo salve le normative di settore (comma 2);
- ampliato le attribuzioni dell'Autorità, tra l'altro prevedendo (al medesimo comma 2) che la stessa predisponga *"schemi di bandi di gara"* e (al successivo comma 3) che *"gli enti locali o gli enti di governo dell'ambito poss[ano] richiedere alle competenti autorità di regolazione e all'Autorità garante della concorrenza e del mercato un parere circa i profili economici e concorrenziali relativi alla suddivisione in lotti degli affidamenti"*.

Peraltro – come evidenziato nel richiamato parere dell'Autorità 647/2022/I/com –, le specifiche disposizioni in ordine all'organizzazione dei servizi pubblici locali rinvenibili nel decreto legislativo in discorso, volte a incentivare la razionalizzazione degli assetti locali e le aggregazioni, contribuendo ad accrescere l'efficacia complessiva delle misure tese al consolidamento dell'assetto istituzionale locale del settore idrico, rappresentano un opportuno completamento delle misure recentemente varate dal legislatore per il *"rafforzamento del processo di industrializzazione del settore (favorendo la costituzione di operatori integrati, pubblici o privati, con l'obiettivo di realizzare economie di scala e garantire una gestione efficiente degli investimenti e delle operazioni) e ridurre il divario esistente (water service divide) tra il Centro-Nord e il Mezzogiorno"* previsto dal PNRR. Il riferimento è alle previsioni di cui all'art. 22 del decreto legge n. 152/2021 e alle disposizioni di rafforzamento della *governance* recate dall'art. 14 del decreto legge n. 115/2022 più sopra richiamate.

- la necessità di favorire una razionalizzazione degli assetti istituzionali locali, superando i modelli di *governance* che preservano la frammentazione gestionale e limitano l'azione di controllo da parte dei soggetti pubblici;
- le attività compiute dall'Autorità per la definizione dei contratti di servizio tipo e per la determinazione del valore residuo nei settori ambientali, evidenziando come la definizione di una regolazione uniforme per la predisposizione delle convenzioni e dei contratti di servizio sia ritenuta dall'Autorità medesima un fondamentale elemento di completamento e raccordo dell'impianto regolatorio.

Fondo per la promozione dell'uso consapevole della risorsa idrica

L'art. 1, comma 752, della legge 30 dicembre 2020, n. 178, recante "Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2021 e bilancio pluriennale per il triennio 2021-2023", ha istituito il "Fondo per la promozione dell'uso consapevole della risorsa idrica", con una dotazione pari a 500.000 euro per ciascuno degli anni 2021 e 2022, al fine di "garantire l'attuazione del principio di risparmio dell'acqua attraverso la promozione della misurazione individuale dei consumi", precisando come tali fondi siano "nello stato di previsione del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare [poi Ministero della transizione ecologica e attualmente Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (di seguito: Ministero dell'ambiente o, ancora, MASE)]", da destinarsi "in collaborazione con l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente" a "campagne informative per gli utenti del servizio idrico integrato".

La medesima norma prevede contestualmente l'adozione di un "decreto del Ministro [dell'ambiente], sentiti il Ministro dello sviluppo economico e l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente", finalizzato alla definizione delle modalità di utilizzo del Fondo. Tale decreto, adottato in data 27 settembre 2021 in esito ai lavori di un Tavolo tecnico interistituzionale, ha previsto le modalità di adozione della campagna informativa, nelle seguenti diverse forme: campagne dedicate per cinema, tv e radio, affissioni, campagne su *social media*, oltre ad azioni mirate per la promozione della misurazione individuale dei consumi, rivolte a enti locali, gestori del servizio idrico, *stakeholder* territoriali, associazioni dei consumatori e degli utenti, associazioni di amministratori di condominio.

Nel corso del 2022, il Ministero dell'ambiente, in attuazione del detto decreto, ha pertanto promosso il tour "Ho rispetto per l'acqua" che ha toccato 12 città italiane nei mesi di maggio e giugno 2022, prevedendo in ciascuna di esse un *workshop* per addetti ai lavori e un gazebo informativo per gli utenti, nonché realizzando un *webinar* finale di approfondimento e conclusione della campagna nel mese di luglio.

L'Autorità ha contribuito alla definizione dei contenuti del tour ed è stata presente in tutte le date previste, con approfondimenti sui temi specifici relativi alle proprie attività di regolazione, con particolare riferimento alle norme e agli incentivi in materia di misura di utenza, anche nei casi in cui sia organizzata in condominio, e alle opportunità della tariffazione *pro capite*.

Alla fine del mese di luglio, inoltre, il Ministero dell'ambiente ha sottoposto all'Autorità uno schema di decreto ministeriale volto a definire le modalità di utilizzo per l'annualità 2022 del "Fondo per la promozione dell'uso consapevole della risorsa idrica". L'Autorità ha dunque reso il parere 2 agosto 2022, 402/2022/I/idr, che, nel dare il proprio assenso allo schema di decreto sottoposto, ha segnalato, in particolare, l'opportunità di:

- veicolare agli utenti messaggi diversificati, in ragione dell'effettiva possibilità di installazione dei misuratori legali (in caso di singolarizzazione) ovvero di adozione delle dovute procedure per i misuratori divisionali;
- avviare celermente la campagna rivolta agli *stakeholder* del servizio idrico integrato, istituendo un Gruppo di lavoro presso il Ministero dell'ambiente, con il coinvolgimento dell'Autorità e degli altri soggetti istituzionali interessati, nonché dei soggetti individuati all'art. 3, comma 2, del DM 27 settembre 2021 (enti locali, gestori del servizio idrico, *stakeholder* territoriali, associazioni dei consumatori e degli utenti, associazioni di amministratori di condominio), allo scopo di supportare la campagna informativa istituzionale, anche con ulteriori iniziative di comunicazione tali da accrescere la diffusione dei sistemi di misura sul territorio nazionale.

Gruppi di lavoro interistituzionali per il recepimento della normativa eurounitaria

Trasposizione della nuova direttiva europea sulle acque potabili

Nel dicembre 2020 è stata emanata la direttiva 2020/2184/UE del Parlamento europeo e del Consiglio² concernente la qualità dell'acqua destinata al consumo umano, che rifonda la precedente direttiva 98/83/CE (c.d. direttiva acque potabili)³. Nel luglio 2022 la Direzione Generale della Prevenzione sanitaria del Ministero della salute ha istituito un Gruppo di lavoro per la definizione, il recepimento e l'attuazione della direttiva 2020/2184/UE, richiedendo la partecipazione dell'Autorità, oltre a quella del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, del Ministero dello sviluppo economico, dell'Istituto superiore di sanità, del Coordinamento interregionale prevenzione e della federazione Utilitalia.

Nell'ambito del Gruppo di lavoro, l'Autorità ha svolto il proprio ruolo con particolare riferimento a:

- la valutazione – per quanto attiene agli aspetti più direttamente connessi alle attribuzioni assegnate all'Autorità medesima – delle definizioni introdotte nel decreto di recepimento, con lo scopo di uniformarne alcune, in conseguenza di quelle già presenti nella regolazione, laddove pertinente;
- l'individuazione degli "indicatori di perdite di rete" da utilizzare ai fini della valutazione dei miglioramenti e per le comunicazioni alla Commissione europea, con la specifica che gli stessi vadano fatti coincidere con gli indicatori specificamente definiti nell'allegato A alla delibera 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr (RQTI).

In esito alle attività del detto Gruppo di lavoro, è stato recentemente pubblicato il decreto legislativo 23 febbraio 2023, n. 18, di attuazione della citata direttiva 2020/2184/UE, concernente la qualità delle acque destinate al consumo umano. Il decreto è in vigore dal 6 marzo 2023 e abroga il decreto legislativo 2 febbraio 2001, n. 31, che attuava la passata direttiva 98/83/CE⁴.

Recepimento nella normativa nazionale del regolamento europeo in materia di riutilizzo delle acque reflue depurate

In vista dell'entrata in vigore, nel mese di giugno 2023, del regolamento (UE) 741/2020 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 maggio 2020, recante prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (già Ministero della transizione ecologica) ha avviato nel maggio 2022 un Gruppo di lavoro interistituzionale dedicato.

² Pubblicata in data 16 dicembre 2020.

³ Nell'ambito del processo di revisione della direttiva, l'Autorità aveva partecipato a un Tavolo tecnico coordinato dal Ministero della salute, in collaborazione con il Ministero dell'ambiente e l'Istituto superiore di sanità, volto alla predisposizione di contributi, fornendo specifiche osservazioni in merito alle proposte emendative presentate dalla Presidenza del Consiglio europeo ovvero da altri stati membri. Il contributo dell'Autorità, in tale sede, aveva avuto a oggetto 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.

⁴ Si evidenzia, in particolare, l'istituzione:

- del Centro nazionale per la sicurezza delle acque (CeNSIA), quale struttura funzionale all'attuazione del decreto; tra i numerosi compiti, il CeNSIA è chiamato, tra l'altro, ad "assicurare lo scambio di informazioni per le rispettive finalità di competenza con ARERA, ISTAT e altre istituzioni nazionali, nonché con l'Organizzazione mondiale della sanità (OMS) e altre organizzazioni internazionali";
- della Commissione nazionale di sorveglianza sui piani di sicurezza dell'acqua, che svolge compiti di indirizzo e sorveglianza, e che prevede la partecipazione di un rappresentante dell'Autorità, oltre a rappresentanti del Ministero della salute (presidenza), dell'ISS, del Coordinamento interregionale della prevenzione, della Commissione salute, della Conferenza delle regioni e delle province autonome, di SNPA e degli EGATO.

L'obiettivo del Gruppo di lavoro è quello di redigere la bozza di un nuovo decreto ministeriale, destinato ad abrogare il precedente decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 12 giugno 2003, n. 185, inserendo le previsioni del detto regolamento europeo in un contesto che disciplini anche gli usi diversi dall'irriguo (caratteristica del decreto ministeriale attualmente vigente).

Ai lavori del Gruppo, presieduto dal Ministero dell'ambiente, hanno partecipato il Ministero dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, il CREA (Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria), l'Istituto superiore di sanità, l'ISPRA (Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale), le regioni e l'Autorità.

La bozza di testo predisposta è poi stata sottoposta a una fase di consultazione pubblica, scaduta a fine marzo 2023, in vista dell'approvazione del testo finale prevista entro il mese di giugno 2023.

Revisione della direttiva europea in materia di acque reflue

Nel mese di ottobre 2022 è stata pubblicata la proposta della Commissione europea per la revisione della direttiva acque reflue (direttiva 91/271/CEE), che prevede importanti modifiche all'impianto precedente, quali, in particolare:

- l'ampliamento del campo di applicazione agli agglomerati con più di 1.000 A.E. (Abitanti Equivalenti), invece dei precedenti 2.000 A.E., con obbligo di estensione delle reti fognarie e di adozione di un trattamento dei reflui urbani almeno pari al secondario;
- l'introduzione di obblighi di passaggio a trattamenti terziari o quaternari, per gli impianti di taglia superiore, rispettivamente a 10.000 A.E. o 100.000 A.E.;
- obblighi di controllo anche per i sistemi di depurazione individuale (IAS);
- l'introduzione dei Piani di gestione per contrastare l'inquinamento delle acque meteoriche;
- l'introduzione del principio di responsabilità estesa del produttore;
- misure di trasparenza, monitoraggio e valutazione del rischio.

Presso il MASE sono dunque stati avviati i lavori finalizzati alla formazione di una posizione nazionale da portare in sede di Consiglio europeo. Nel Gruppo di lavoro è stata coinvolta anche l'Autorità, che ha fornito le proprie valutazioni, supportate da analisi dei dati raccolti nell'ambito dei procedimenti sulla qualità tecnica (per le consistenze e le caratteristiche degli impianti esistenti) e dei procedimenti tariffari (relativamente alle quantificazioni economiche, con particolare riferimento alle esigenze di investimento).

Gruppi di lavoro interistituzionali per l'attuazione di specifici provvedimenti normativi

Gruppo di lavoro per l'attuazione della Legge clima

La legge 12 dicembre 2019, n. 141 (c.d. "Legge clima") ha convertito, con modificazioni, il decreto legge 14 ottobre 2019, n. 111, recante misure urgenti per la definizione di una politica strategica nazionale per il contrasto ai cambiamenti climatici e il miglioramento della qualità dell'aria, individuando le misure di competenza nazionale da porre in essere al fine di assicurare la corretta e piena attuazione della normativa europea e nazionale in materia, con particolare riferimento alla direttiva 2008/50/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 21 maggio 2008.

In particolare, il comma 1 dell'art. 6, rubricato "Pubblicità dei dati ambientali", stabilisce – per le pubbliche amministrazioni, per gli enti pubblici economici e gli ordini professionali, per le associazioni di protezione ambientale riconosciute dal MASE, nonché per i concessionari di servizi pubblici e per i fornitori che svolgono servizi di pubblica utilità – l'obbligo di pubblicazione dei dati ambientali risultanti da rilevazioni effettuate dai medesimi ai sensi della normativa vigente, al fine di favorire *"l'accesso alle informazioni, la partecipazione del pubblico ai processi decisionali e l'accesso alla giustizia in materia ambientale"*. Il comma 2 dello stesso articolo, richiamando tale obbligo, prevede, tra gli altri, che i gestori del servizio idrico pubblico in rete *"le informazioni sul funzionamento del dispositivo, sui rilevamenti effettuati e tutti i dati acquisiti"*, entro 180 giorni dall'entrata in vigore del decreto legge n. 111/2019. Infine, il comma 4 stabilisce che tali dati e informazioni siano acquisiti, con modalità telematica, dall'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (ISPRA).

Nella seconda metà del 2021, dunque, ISPRA, in collaborazione con il MASE, ha istituito un Tavolo tecnico dedicato all'acquisizione e alla sistematizzazione dei dati del servizio idrico integrato, con l'obiettivo di condividere gli aspetti tecnici relativi ai seguenti temi:

- a) individuazione dei siti istituzionali dei soggetti destinatari della norma, su cui sono pubblicate le informazioni e i dati ambientali risultanti dalle rilevazioni effettuate ai sensi della normativa vigente;
- b) analisi della disponibilità dei dati rispetto a quanto previsto dall'art. 6, comma 1, della "Legge clima";
- c) analisi del tipo di dato messo a disposizione, nonché delle tecnologie utilizzate per la pubblicazione in rete;
- d) standardizzazione dei dati acquisiti per rendere le stesse tipologie di dati comparabili a livello nazionale e a quanto previsto dalle regole tecniche della direttiva INSPIRE⁵;
- e) sistematizzazione, in formato aperto e accessibile, dei dati e delle informazioni ambientali.

Al suddetto Tavolo tecnico ha partecipato anche l'Autorità, avendo a disposizione le informazioni sui gestori del settore idrico accreditati all'Anagrafica operatori gestita dalla stessa Autorità, nonché in virtù della sua esperienza in ambito di organizzazione, acquisizione, elaborazione e pubblicazione delle raccolte dati del settore, con particolare riferimento ai dati di qualità tecnica di carattere ambientale⁶.

I dati forniti dall'Autorità nel corso del 2022 sono stati dunque pubblicati in una sezione dedicata del sito internet istituzionale del MASE, denominata "Informambiente" (informambiente.mite.gov.it), che prevede una sezione dedicata alla qualità dell'acqua e un'altra dedicata alla qualità dell'aria.

Aggiornamento ai sensi della direttiva NIS

Nel novembre 2022 il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica ha richiesto all'Autorità di trasmettere talune informazioni relative ai gestori che forniscono e distribuiscono acqua a uso potabile, ivi compresi i gestori dell'acqua all'ingrosso, con la precisazione che detti dati risultano necessari al fine di dare attuazione alle disposizioni del decreto legislativo 18 maggio 2018, n. 65, di recepimento della direttiva 2016/1148/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 6 luglio 2016, recante misure per un livello comune elevato di sicurezza delle reti e dei sistemi informativi nell'Unione europea.

⁵ Direttiva 2007/2/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 14 marzo 2007, che istituisce un'infrastruttura per l'informazione territoriale nella Comunità europea.

⁶ Si vedano, in particolare, le mappe interattive di qualità tecnica (www.arera.it/it/dati/QTSII.htm) e di qualità contrattuale (www.arera.it/it/dati/RQSII.htm).

Le informazioni richieste afferiscono a:

- dati di anagrafica, miranti a evidenziare l'attuale assetto gestionale sul territorio italiano, distinguendo tra gestori della distribuzione e grossisti, e fornendo il dettaglio delle gestioni per singolo comune servito;
- dati tecnici, volti a fornire informazioni di sintesi relative alla consistenza delle reti e degli impianti del servizio di acquedotto e al numero di utenze servite. Le informazioni richieste all'Autorità sono state acquisite nel corso della raccolta dati svolta nell'anno 2022, denominata "Qualità tecnica (RQTI) – monitoraggio (RQTI 2022)", che prevede, per ciascun gestore interessato, la validazione dei dati da parte dei pertinenti enti di governo dell'ambito.

La trasmissione dei dati del dicembre scorso ha consentito di aggiornare gli elementi informativi messi a disposizione nell'ottobre 2018.

Supporto nell'ambito di rilevazioni e iniziative internazionali sul settore idrico

Nel 2022 è proseguita l'attività di supporto istituzionale nell'ambito di rilevazioni europee o internazionali aventi a oggetto il settore idrico.

In particolare, nel luglio 2021, l'Organizzazione mondiale della sanità ha annunciato il lancio dell'indagine "Water Global Analysis and Assessment of Sanitation and Drinking-Water (GLAAS) 2021-2022", che mira ad assistere i paesi nell'analisi dei livelli di fornitura ed efficacia dei servizi igienico-sanitari e di fornitura di acqua potabile, raccogliendo elementi in ordine a piani, politiche e regolamenti, accordi istituzionali e investimenti in termini di risorse finanziarie e umane. L'indagine GLASS, che ha già completato cinque cicli di *reporting*, è diventata uno degli strumenti principali per il monitoraggio dell'Obiettivo di sviluppo sostenibile 6 (SDG6) relativo ad acqua, servizi igienico-sanitari e igiene (WASH), e l'Italia ha aderito all'iniziativa, eleggendo come *focal point* il Ministero della salute e l'Istituto superiore di sanità.

Il completamento del questionario GLAAS ha richiesto la collaborazione e la fornitura di *input* da parte di istituzioni coinvolte nei diversi servizi (quali salute, finanza, istruzione, ambiente, acqua, statistica e altri), e dunque si è resa necessaria la costituzione di un Gruppo di lavoro, cui ha partecipato anche l'Autorità.

La raccolta dati è iniziata nell'ottobre 2021 e si è conclusa ad aprile 2022, con pubblicazione del rapporto finale nel dicembre 2022⁷.

A fine dicembre 2022, inoltre, il Ministero dell'economia e delle finanze (MEF) ha inoltrato all'Autorità la richiesta dell'OCSE per l'aggiornamento quinquennale degli indicatori di *Product Market Regulation* (PMR). In particolare, dei 12 settori implicati, il MEF ha richiesto all'Autorità di compilare le domande relative alla regolazione del settore idrico, che hanno riguardato la *governance* del settore, con particolare riferimento alle caratteristiche del regolatore nazionale. Il contributo è stato inviato dall'Autorità al Dipartimento del tesoro, che provvederà all'o-

⁷ World Health Organization, "Strong systems and sound investments – Evidence on and key insights into accelerating progress on sanitation, drinking-water and hygiene" ([glaas.who.int/glaas/un-water-global-analysis-and-assessment-of-sanitation-and-drinking-water-\(glaas\)-2022-report](https://glaas.who.int/glaas/un-water-global-analysis-and-assessment-of-sanitation-and-drinking-water-(glaas)-2022-report)).

mogenizzazione dei testi ricevuti per i diversi settori e all'invio del testo finale all'OCSE entro la metà del mese di marzo 2023.

Nel gennaio 2022 l'Autorità, nell'ambito delle attività di supporto alle iniziative di WAREG (associazione dei regolatori idrici europei), ha partecipato a una missione TAIEX mirante al trasferimento di competenze in tema di *governance* e regolazione dei servizi idrici per il governo della Turchia. Nelle due giornate di *workshop* si sono alternate le presentazioni di alcuni regolatori membri dell'associazione europea, e l'Autorità ha illustrato dettagliatamente la propria regolazione tariffaria e della qualità, intervenendo in entrambe le giornate.

Regole e controlli per l'aggiornamento biennale 2022-2023 delle predisposizioni tariffarie

Riesame di alcuni criteri per l'aggiornamento alla luce dello straordinario aumento dei costi energetici

Con la delibera 30 dicembre 2021, 639/2021/R/idr (adottata anche in considerazione dei contributi trasmessi dagli *stakeholder* in risposta al documento per la consultazione 11 novembre 2021, 489/2021/R/idr), l'Autorità ha definito – integrando le previsioni di cui al Metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio (MTI-3) – specifiche regole per procedere all'aggiornamento biennale, previsto dall'art. 6 della delibera 27 dicembre 2019, 580/2019/R/idr, ai fini della rideterminazione delle tariffe del servizio idrico integrato per le annualità 2022 e 2023, allo scopo di contribuire, tra l'altro, a rafforzare la dovuta chiarezza, trasparenza, affidabilità e certezza del quadro regolatorio di riferimento sia alla luce degli esiti di taluni contenziosi giunti a conclusione nel 2021 (in materia di tariffe del servizio idrico integrato e di regolazione della qualità tecnica), sia in considerazione degli interventi regolatori richiesti per un'efficace implementazione degli strumenti di supporto del *Next Generation EU* (fra cui il Dispositivo per la ripresa e resilienza, RRF, e il Pacchetto di assistenza alla ripresa per la coesione e i territori di Europa, REACT-EU).

Con particolare riferimento ai costi dell'energia elettrica sostenuti per l'erogazione del servizio idrico integrato, i criteri per il riconoscimento in tariffa degli stessi sono stati stabilmente definiti dall'Autorità a partire dal 2012, secondo un'impostazione tesa a valorizzare, tenuto conto dei profili di consumo delle gestioni, azioni di efficientamento nelle strategie di acquisto nel medio e nel lungo periodo e, successivamente, alla luce di una dinamica dei prezzi favorevole per gli acquirenti, ponendo enfasi anche sul contenimento delle quantità consumate. Più di recente, con la sopra citata delibera 639/2021/R/idr, l'Autorità, nell'ambito delle misure per la promozione dell'efficienza, con riguardo ai criteri per l'aggiornamento dei costi operativi (ferma restando la richiamata impostazione seguita dall'avvio della regolazione dell'Autorità, tesa a valorizzare i miglioramenti nell'ambito di valutazioni pluriennali fondate su dati accertabili e di consuntivo), ha:

- individuato un costo medio di settore della fornitura elettrica, $CO_{EE}^{medio,a-2}$ (da utilizzarsi per la rideterminazione della componente relativa ai costi dell'energia elettrica di cui all'art. 20 dell'MTI-3), pari a 0,1543 €/kWh per il 2022 e a 0,1618 €/kWh per il 2023, evidenziando che tali valori (estremi superiori degli intervalli posti in consultazione nell'ambito del documento 489/2021/R/idr) sono stati identificati alla luce della volatilità riscontrata-

ta negli ultimi mesi del 2021, nonché in esito alle analisi condotte sulle informazioni comunque comunicate all'Autorità che hanno evidenziato, rispetto al dato fissato con determina 29 giugno 2020, 1/2020 – DSID, ai fini della prima approvazione delle proposte tariffarie 2020-2023, una riduzione nel corso dell'annualità 2020 dei costi unitari di energia elettrica sostenuti dai gestori del servizio idrico a cui, nel 2021, è seguito un incremento;

- previsto, altresì, che possa essere valorizzata, su motivata istanza da parte dell'ente di governo dell'ambito, una componente aggiuntiva di natura previsionale ($Op_{EE}^{exp,a}$), volta ad anticipare almeno in parte gli effetti del *trend* di crescita del costo dell'energia elettrica (consentendo cioè di anticipare la metà dell'incremento stimabile – alla fine del 2021 – relativamente al costo della fornitura elettrica per il 2022 e il 2023), nell'ottica di assicurare la sostenibilità economico-finanziaria delle gestioni e di contenere l'impatto dei futuri conguagli sulla tariffa applicata agli utenti;
- precisato che gli effetti già intercettati nelle previsioni 2022 e 2023, attraverso la valorizzazione della menzionata componente $Op_{EE}^{exp,a}$ (quantificabile nel limite massimo del 25% del costo per l'energia elettrica computato in base alla formula di cui al comma 20.1 dell'MTI-3), saranno sottratti dalle pertinenti componenti a conguaglio relative al quarto periodo regolatorio.

Successivamente, in esito al procedimento per il riesame dei criteri per l'aggiornamento biennale (2022-2023) delle predisposizioni tariffarie del servizio idrico integrato di cui alla menzionata delibera 639/2021/R/idr – avviato con la delibera 29 marzo 2022, 139/2022/R/idr, in ottemperanza alle ordinanze del Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia, sede di Milano, sez. I, nn. 373/2022, 383/2022, 384/2022, 385/2022 e 386/2022, *"in relazione alla straordinaria e documentata entità dei rincari dei costi energetici"* –, con la delibera 24 maggio 2022, 229/2022/R/idr, l'Autorità (anche tenuto conto dei contributi ricevuti in risposta al documento per la consultazione 26 aprile 2022, 184/2022/R/idr) ha confermato le previsioni di cui alla delibera 639/2021/R/idr, ai fini dell'aggiornamento del costo dell'energia elettrica e della pertinente componente di conguaglio, e ha introdotto specifiche misure straordinarie, tra le quali, la possibilità:

- con riferimento all'anno $a = \{2022\}$, di formulare (entro il 30 giugno 2022) motivata istanza alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) per l'attivazione di forme di anticipazione finanziaria connesse al reperimento di risorse per fare fronte a parte delle spese sostenute per l'acquisto di energia elettrica (comma 1.1, lett. b));
- laddove il costo effettivo per l'acquisto di energia elettrica riferito al 2021 risulti superiore a quello riconosciuto in applicazione delle regole di cui all'art. 20 e al comma 27.1 dell'MTI-3, di presentare motivata istanza per il riconoscimento di costi aggiuntivi nell'ambito della quantificazione della componente di conguaglio – *"costi (...) per il verificarsi di eventi eccezionali"* – riferita all'anno $a = \{2023\}$, corredata di un piano di azioni per il contenimento del costo dell'energia, con una valutazione del potenziale risparmio energetico, nonché delle misure per garantire la sostenibilità della tariffa per le utenze finali (comma 1.1, lett. c)).

Nello specifico, all'art. 2 della medesima delibera 229/2022/R/idr, è stato previsto che l'attivazione delle citate forme di anticipazione finanziaria richieste dall'ente di governo dell'ambito alla CSEA, a fronte di comprovate criticità finanziarie della gestione, fosse subordinata a talune condizioni di ammissibilità⁸ e che la quantificazione

⁸ La delibera 229/2022/R/idr ha subordinato l'attivazione dell'anticipazione finanziaria alle seguenti condizionalità:

- assenza di situazioni di scioglimento o di liquidazione del gestore beneficiario, di procedure concorsuali per insolvenza o accordi stragiudiziali o piani asseverati ai sensi dell'art. 67, comma 3, lettera d) della legge fallimentare di cui al regio decreto 16 marzo 1942, n. 267, o accordi di ristrutturazione dei debiti ai sensi dell'art. 182-bis della medesima legge;
- ottemperanza, da parte del competente ente di governo dell'ambito, agli obblighi di adozione e trasmissione all'Autorità dell'aggiornamento biennale della predisposizione tariffaria (2022-2023) ai sensi di quanto previsto dalle delibere 580/2019/R/idr e 639/2021/R/idr;
- avere fatto ricorso – nell'ambito dell'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie di cui al precedente alinea – alla facoltà di valorizzare, per l'annualità $a = \{2022\}$, la componente aggiuntiva di natura previsionale ($Op_{EE}^{exp,a}$) di cui al comma 20.3 dell'MTI-3;

dell'anticipazione (ANT) non fosse superiore al 35% del costo per l'energia elettrica (CO_{EE}^{2022}) quantificato in base alla formula di cui al comma 20.1 dell'MTI-3, ai fini dell'aggiornamento della predisposizione tariffaria per il 2022.

Alla scadenza fissata (30 giugno 2022) sono state trasmesse alla CSEA, informandone l'Autorità, le richieste presentate dai pertinenti enti di governo dell'ambito per 9 gestori, con riferimento a 6 dei quali sono state positivamente verificate le condizionalità sopra richiamate con conseguente erogazione dell'anticipazione finanziaria da parte della CSEA, per complessivi 7.466.217 euro.

Peraltro, con la richiamata delibera 229/2022/R idr, l'Autorità ha rinviato a successive valutazioni – alla luce di ulteriori criticità riconducibili ai prezzi dell'energia che fossero venute in rilievo – l'eventuale adozione di misure regolatorie aggiuntive, comunque garantendo la stabilità del quadro di regole di riferimento.

Nei primi mesi del secondo semestre del 2022, sono state segnalate criticità nel mantenimento dell'equilibrio economico-finanziario di talune gestioni a seguito della crescita del costo di acquisto dell'energia elettrica, anche sottolineando il positivo contributo che sarebbe potuto derivare al riguardo da una riapertura dei termini per la proposizione dell'istanza di anticipazione finanziaria alla CSEA, ai sensi di quanto previsto dall'art. 2 della delibera 229/2022/R/idr.

Con la delibera 13 ottobre 2022, 495/2022/R/idr, l'Autorità ha pertanto previsto una seconda finestra temporale (dal 1° novembre 2022 al 30 novembre 2022) entro la quale gli enti di governo dell'ambito – su richiesta del pertinente operatore – potessero formulare motivata istanza alla CSEA per l'attivazione di forme di anticipazione finanziaria, confermando, in linea generale, le condizioni di ammissibilità e di quantificazione, nonché le modalità di erogazione e restituzione dell'anticipazione disciplinate con la delibera 229/2022/R/idr.

Sulla base delle verifiche condotte in ordine alle 54 istanze formulate ai sensi della citata delibera 495/2022/R/idr, sono state ritenute ammissibili le richieste presentate per 45 gestioni, le quali hanno beneficiato di anticipazioni finanziarie complessivamente pari a 134.611.505 euro.

Contenuti minimi delle proposte di aggiornamento

Con la delibera 580/2019/R/idr, l'Autorità ha richiesto agli enti di governo dell'ambito, ovvero agli altri soggetti competenti individuati con legge regionale, responsabili della predisposizione della tariffa, di aggiornare:

- il Programma degli interventi (Pdl) – di cui il Piano delle opere strategiche (POS) costituisce parte integrante e sostanziale – che specifica tra l'altro le criticità riscontrate sul relativo territorio, gli obiettivi che si intendono perseguire in risposta alle predette criticità, nonché la puntuale indicazione degli interventi per il periodo 2020-2023 (distinguendo le opere strategiche dettagliate nel citato POS dagli altri interventi);
- il Piano economico-finanziario (PEF), che esplicita il vincolo ai ricavi del gestore (VRG) e il moltiplicatore tariffario teta (ϑ) che ogni gestore dovrà applicare in ciascun ambito, per le singole annualità del periodo 2020-2023;

• assunzione dell'impegno a fare ricorso alla possibilità di richiedere ai relativi fornitori la rateizzazione degli importi dovuti per i consumi energetici, relativi ai mesi di maggio 2022 e giugno 2022, secondo quanto previsto dal decreto legge n. 21/2022.

- la convenzione di gestione, contenente le modifiche necessarie a recepire la nuova disciplina introdotta con la delibera 580/2019/R/idr.

All'art. 6 della medesima delibera 580/2019/R/idr è stato poi previsto che, ai fini dell'aggiornamento biennale della predisposizione tariffaria, l'ente di governo dell'ambito o altro soggetto competente:

- sulla base dei dati forniti dall'operatore (come integrati o modificati, in sede di validazione, dal medesimo soggetto competente secondo criteri funzionali al riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio), determini con proprio atto deliberativo l'aggiornamento del vincolo ai ricavi del gestore e del moltiplicatore tariffario teta (θ) che ciascun gestore dovrà applicare per le singole annualità del biennio 2022-2023;
- ai fini dell'approvazione da parte dell'Autorità, trasmetta:
 - l'aggiornamento del Programma degli interventi, con specifica evidenza delle varianti al Piano delle opere strategiche;
 - il Piano economico-finanziario, recante il vincolo ai ricavi del gestore e il moltiplicatore tariffario teta (θ), come risultanti dall'aggiornamento per il biennio 2022-2023;
 - una relazione di accompagnamento che ripercorra la metodologia applicata;
 - l'atto o gli atti deliberativi di determinazione dell'aggiornamento biennale;
 - l'aggiornamento dei dati necessari richiesti.

Con i comunicati del 15 febbraio 2022 e del 1° marzo 2022, l'Autorità ha reso disponibile un sistema online di *download* della modulistica precompilata in alcune sezioni dei dati storici (di natura tecnica, tariffaria e contrattuale), nonché una versione *preview* della modulistica per la ricognizione delle informazioni necessarie all'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per il biennio 2022-2023, secondo le regole aggiornate e integrate dalla delibera 639/2021/R/idr.

Successivamente, con la determina 18 marzo 2022, 1/2022 – DSID, l'Autorità – nell'ottica di proseguire nell'implementazione di modalità di trasmissione dei dati e degli atti agevolmente fruibili e di rafforzare le misure volte a promuovere l'uso di strumenti e modelli che favoriscano la digitalizzazione e la dematerializzazione dei flussi informativi nonché un'efficiente gestione dei successivi procedimenti di verifica e controllo – ha messo a disposizione degli enti di governo dell'ambito e dei gestori alcuni modelli tipizzati, finalizzati:

- con riferimento alla regolazione della qualità tecnica:
 - alla raccolta dei valori assunti dai macro-indicatori di qualità tecnica per l'anno 2021 e alla conseguente indicazione degli obiettivi di qualità tecnica che ciascun gestore è tenuto a conseguire per il biennio 2022-2023, stabiliti secondo quanto previsto dalla delibera 917/2017/R/idr;
 - alla raccolta dei dati di qualità tecnica relativi alle annualità 2020 e 2021, solo per le gestioni interessate da processi di aggregazione gestionale, per le quali il soggetto competente abbia formulato specifica istanza ai sensi del comma 5.3, lettera a), del provvedimento da ultimo citato;
- a fornire la sintesi dei valori assunti dai macro-indicatori di qualità contrattuale per l'anno 2021 e alla conseguente indicazione degli obiettivi di qualità contrattuale che ciascun gestore è tenuto a conseguire per il biennio 2022-2023;
- alla raccolta dei dati tariffari, ai sensi di quanto previsto dal comma 6.1, lett. b), punto v, della delibera 580/2019/R/idr;
- all'aggiornamento del programma degli interventi, come definito al comma 2.1, lett. a), della delibera 639/2021/R/idr, nonché del Piano delle opere strategiche, redatto secondo quanto previsto all'art. 3 della delibera 580/2019/R/idr;

- all'aggiornamento del Piano economico-finanziario, come definito al comma 2.1, lett. b), della delibera 639/2021/R/idr;
- alla simulazione del calcolo di aggiornamento delle componenti tariffarie riconosciute nel VRG relativo alle annualità 2022 e 2023;
- alla redazione delle relazioni di accompagnamento, in cui illustrare la metodologia applicata per la predisposizione dell'aggiornamento degli atti di pianificazione, esplicitando in particolare gli elementi di coerenza con gli obiettivi di qualità tecnica e contrattuale che ciascun gestore è tenuto a conseguire per il biennio 2022-2023 e motivando le scelte compiute dal soggetto competente ai fini dell'elaborazione del Piano economico-finanziario nonché le attività di validazione dei dati effettuate.

Con riferimento ai soggetti che non hanno adempiuto agli obblighi di invio dei dati e delle informazioni rilevanti ai fini della definizione delle tariffe entro il termine del 30 aprile 2022, l'Autorità, nella propria attività di monitoraggio, ha riscontrato in alcuni casi il protrarsi di taluni ritardi, pur avendo i pertinenti enti di governo dell'ambito comunicato l'imminente conclusione dell'iter previsto per il perfezionamento della proposta tariffaria. Per tale motivo, l'Autorità – considerando che il tempestivo recepimento della metodologia di aggiornamento tariffario di cui alle delibere 580/2019/R/idr e 639/2021/R/idr, nonché delle disposizioni di cui alla delibera 229/2022/R/idr successivamente varate al fine di mitigare gli effetti conseguenti alla straordinaria e documentata entità dei rincari dei costi energetici, rappresenta un passaggio fondamentale per salvaguardare l'equilibrio economico e finanziario del settore idrico e le condizioni di svolgimento delle prestazioni, a garanzia della continuità dei servizi essenziali – con la delibera del 27 settembre 2022, 459/2022/R/idr, ha avviato il procedimento per la determinazione d'ufficio delle tariffe in caso di mancata trasmissione dei dati e degli atti richiesti ai sensi delle delibere da ultimo citate, nonché per l'acquisizione di ulteriori elementi conoscitivi relativi ai casi di esclusione dall'aggiornamento tariffario.

Negli ultimi mesi del 2022, l'Autorità ha dunque provveduto a inviare comunicazioni di diffida ad adempiere agli obblighi di predisposizione tariffaria per i gestori per i quali non erano ancora stati forniti – in tutto o in parte – gli atti, i dati e le informazioni necessarie all'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per il biennio 2022-2023, anche in considerazione della circostanza per la quale l'adempimento agli obblighi fissati dalla regolazione rileva in ordine alle proposte di interventi da finanziare con risorse pubbliche, nonché ai fini dell'applicazione dei meccanismi incentivanti previsti dalla regolazione della qualità tecnica e contrattuale per i periodi di pertinenza.

Verifica degli schemi regolatori

A partire dal mese di luglio del 2022 – e nei primi mesi del 2023 – l'Autorità ha condotto la propria attività istruttoria per l'approvazione delle proposte di aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per il biennio 2022-2023 (adottando 32 delibere di determinazione tariffaria), concludendo, in taluni casi, anche le verifiche sulle predisposizioni per gli anni 2020 e 2021, riferite a contesti caratterizzati da talune complessità delle proposte riferite al terzo periodo regolatorio 2020-2023.

Nel loro insieme, le determinazioni tariffarie riferite al biennio 2022-2023 deliberate dall'Autorità (fino al 22 marzo 2023) riguardano 40 gestioni, interessando 24.009.770 abitanti (residenti in 2.678 Comuni). Si tratta in particolare:

- di 39 gestioni (che erogano il servizio a 23.707.069 abitanti), per le quali è stato approvato l'aggiornamento del relativo schema regolatorio proposto dai soggetti competenti (composto da Programma degli interventi (PdI), che include il Piano delle opere strategiche (POS), Piano economico-finanziario (PEF), e convenzione di gestione), previa puntuale verifica dell'Autorità in ordine alla coerenza tra le criticità infrastrutturali rilevate sul territorio, gli obiettivi specifici fissati dai medesimi, gli interventi programmati per il periodo 2022-2023 e il moltiplicatore tariffario teta (ϑ), come risultante dalle regole per il riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio;
- dell'operatore al quale, nel mese di giugno 2022, il competente ente di governo dell'ambito ha provveduto ad affidare la gestione del servizio idrico integrato della Regione Molise (per una popolazione servita pari a 302.701 abitanti) e per il quale è stato approvato il relativo schema regolatorio di convergenza, ritenendo le modalità di recepimento dei criteri sottesi alla definizione del medesimo adeguate a promuovere il superamento progressivo delle condizioni di *water service divide*, nonché a favorire il miglioramento dei profili di qualità tecnica e di qualità contrattuale⁹.

Nello specifico, 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 terzo periodo regolatorio, come previste all'art. 8 dalla delibera 580/2019/R/idr (che contempla, fra le relative fattispecie, l'assenza del titolo a esercire il servizio, la fatturazione del consumo minimo impegnato, la mancata adozione della carta dei servizi, la mancata consegna degli impianti al gestore affidatario di ambito e il mancato versamento alla CSEA delle componenti perequative);
- alla sussistenza dei requisiti di qualità tecnica di cui al titolo 6 dell'allegato A alla delibera 917/2017/R/idr, RQTI (in ordine alla disponibilità dei dati di misura, all'ottemperanza alle verifiche sulla qualità dell'acqua erogata, all'assenza di agglomerati in condanna ai sensi della direttiva 91/271/CEE e all'affidabilità dei dati di qualità tecnica), nonché ai valori iniziali assunti dai macro-indicatori di qualità tecnica e contrattuale ai fini della definizione degli obiettivi per gli anni 2022-2023, 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 RQTI (anche precisando l'avvenuto recepimento nel Programma degli interventi dei progetti finanziati dalle risorse pubbliche eventualmente stanziati nell'ambito degli strumenti del *Next Generation EU*);
- ai costi di investimento e di esercizio (di cui 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, valutandone l'entità – anche in termini di raggiungimento degli obiettivi di qualità tecnica – e le motivazioni dei ritardi, anche verificando il corretto recepimento degli effetti dei sistemi di penalizzazione previsti dall'art. 34 dell'MTI-3;

⁹ Con il Metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio, MTI-3, è stato previsto il c.d. schema regolatorio di convergenza, che trova applicazione (per un periodo limitato e predefinito) con riferimento alle situazioni caratterizzate da una perdurante e significativa carenza di informazioni 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.

Lo schema regolatorio di convergenza si inserisce nell'ambito delle misure predisposte dall'Autorità, in ottica di semplificazione degli adempimenti richiesti e di penalizzazione per stimolare la *compliance* alla regolazione, per il superamento del *water service divide*, al fine di favorire la progressiva convergenza a una situazione di maggiore uniformità sul territorio nazionale. Nell'ambito delle proprie competenze, l'Autorità è infatti chiamata a promuovere il graduale superamento 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 degli elementi di trasparenza da garantire a beneficio dei fruitori del servizio.

Nel corso del terzo periodo regolatorio sono stati presentati all'Autorità schemi regolatori di convergenza in particolare relativi a talune aree del Mezzogiorno del Paese (con riferimento ai quali, l'Autorità ha approvato, nel 2021, anche gli schemi di convergenza presentati per 22 gestioni della Regione Calabria), secondo regole semplificate e sulla base di un programma di impegni ben identificati, con un percorso di recupero della qualità del servizio prevista dalla regolazione nazionale.

- di costi operativi connessi a specifiche finalità, $Opex_{tel}^a$, di cui all'art. 18 dell'MTI-3¹⁰, nonché di eventuali recuperi (a vantaggio dell'utenza), per talune delle voci ricomprese in detta componente, dello scostamento tra la quantificazione ritenuta ammissibile, in sede di prima approvazione, nelle annualità precedenti, e gli oneri effettivamente sostenuti dal gestore nella medesima annualità;
- del ricorso alle misure per la sostenibilità finanziaria delle gestioni, anche al fine di mitigare – secondo quanto al riguardo previsto dalle delibere 639/2021/R/idr e 229/2021/R/idr – gli effetti derivanti dallo straordinario aumento dei costi per la fornitura di energia elettrica sull'equilibrio economico e finanziario del settore idrico e sulle condizioni di svolgimento delle prestazioni, nonché gli effetti del protrarsi dell'emergenza epidemiologica da Covid-19 e delle conseguenti iniziative adottate nel 2021 per il contrasto alla diffusione del virus;
- al fine di tenere doverosamente conto dell'esito dei contenziosi riferiti a talune disposizioni adottate dall'Autorità in materia di regolazione tariffaria del servizio idrico integrato, dell'avvenuta predisposizione della componente di conguaglio aggiuntiva, Rc_{ARC}^a , per effetto della riconsiderazione da parte dell'ente di governo dell'ambito – su istanza del pertinente gestore per la copertura dei costi efficienti – delle predisposizioni tariffarie relative alle annualità 2012 e 2013, nonché al periodo 21 luglio-31 dicembre 2011;
- di oneri esplicitati come costi ambientali e della risorsa.

Ulteriori misure a sostegno del finanziamento delle infrastrutture idriche

Contributo all'implementazione del PNRR e del REACT-EU

Stato di attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza

Nel corso del 2022, l'Autorità ha proseguito nella propria attività di supporto alle amministrazioni centrali volta a dare applicazione alle linee di investimento e di riforma del PNRR che hanno interessato il servizio idrico integrato. Si fa riferimento alla Missione M2 del suddetto Piano, avente a oggetto "Rivoluzione verde e transizione ecologica", e specificatamente alla Componente C4 – "Tutela del territorio e della risorsa idrica", i cui obiettivi sono stati a loro volta tradotti in una serie di linee di intervento, delle quali si riportano di seguito quelle di interesse nello sviluppo del presente Capitolo:

- M2C4 – I4.1 "Investimenti in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell'approvvigionamento idrico", per la quale sono state stanziati complessivamente risorse per 2 miliardi di euro;

¹⁰ Il citato art. 18 dell'MTI-3 ricomprende all'interno della componente $Opex_{tel}^a$, per gli anni 2022 e 2023, le seguenti voci di costo aventi natura previsionale: i) oneri riconducibili a integrazioni gestionali o alla presenza di nuovi processi tecnici gestiti, $Op_{new,a}^a$; ii) costi per gli adeguamenti agli standard di qualità tecnica definiti con la delibera 917/2017/R/idr, $Opex_{GT}^a$; iii) oneri aggiuntivi relativi ad aspetti riconducibili all'adeguamento agli standard e agli obiettivi di qualità contrattuale di cui alle delibere 23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr (RQSII), e 17 dicembre 2019, 547/2019/R/idr, $Opex_{a,C}^a$; iv) oneri per il mantenimento o l'introduzione di agevolazioni ulteriori rispetto a quelle minime previste dalla regolazione (c.d. bonus idrico integrativo) e per interventi di limitazione associabili ai casi di cui al comma 7.3, lett. a), dell'allegato A alla delibera 16 luglio 2019, 311/2019/R/idr (REMSII), Op_{social}^a ; v) oneri per l'implementazione delle misure tese ad accelerare l'adeguamento alle più recenti disposizioni regolatorie per rendere gli utenti maggiormente consapevoli dei propri consumi, nonché per favorire le procedure di limitazione in caso di morosità e di disalimentazione selettiva della fornitura – ove ne ricorrano i presupposti –, Op_{mis}^a , anche alla luce delle nuove disposizioni recate dalla delibera 21 dicembre 2021, 609/2021/R/idr, per l'integrazione della disciplina in materia di misura del servizio idrico integrato.

- M2C4 – R4.1 “Semplificazione normativa e rafforzamento della *governance* per la realizzazione di investimenti nelle infrastrutture di approvvigionamento idrico del PNRR”;
- M2C4 – I4.2 “Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell’acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti”, per la quale sono state previste risorse per 900 milioni di euro;
- M2C4 – I4.4 “Investimenti in fognatura e depurazione”, alla quale sono destinate risorse per 600 milioni di euro.

Alle risorse già individuate dal dispositivo di ripresa e resilienza si aggiungono quelle ulteriori assegnate nell’ambito del Programma operativo nazionale infrastrutture e reti 2014-2020 (PON IeR), nell’Asse IV, “Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell’acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti”, funzionale al raggiungimento dell’obiettivo principale di rafforzare la digitalizzazione delle reti, da trasformare in una “rete intelligente”. L’iniziativa aveva messo a disposizione inizialmente 313 milioni di euro, finanziati dal Pacchetto di assistenza alla ripresa per la coesione e i territori di Europa (REACT-EU), successivamente integrati con ulteriori 169 milioni di euro (per una dotazione complessiva di 482 milioni di euro)¹¹. Le risorse sono state assegnate tramite avviso – pubblicato in data 3 novembre 2021 dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, titolare del PON IeR al quale fa riferimento l’intervento –, alla cui redazione e valutazione delle proposte – tramite la partecipazione nel gruppo di valutazione dell’avviso – ha contribuito anche l’Autorità (si veda il Volume 2 della *Relazione Annuale* 2021).

Investimenti in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell’approvvigionamento idrico (I4.1)

Con il decreto ministeriale del 16 dicembre 2021, n. 517, il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti (di seguito anche: MIT), previa acquisizione dell’intesa della Conferenza unificata nella seduta del 2 dicembre 2021, sentiti il Ministro dell’ambiente e della sicurezza energetica, il Ministro dell’agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, il Ministro della cultura, il Ministro dell’economia e delle finanze e l’Autorità, che si è espressa col parere 2 dicembre 2021, 554/2021/I/idr, ha dato implementazione alla linea in oggetto, adottando un elenco di interventi da finanziare con risorse complessive pari a 2 miliardi di euro, così suddiviso¹²:

- l’allegato 1, contenente l’elenco di progetti finanziati con le risorse, previste sulla linea M2C4 – I4.1, destinate alle misure aggiuntive da programmare e rendicontare sul PNRR;
- l’allegato 2, contenente l’elenco dei progetti finanziati con le risorse destinate alla misura M2C4 – I4.1, per la parte di progetti in essere da programmare e da rendicontare sul PNRR;
- l’allegato 3, contenente l’elenco dei progetti finanziati con le risorse destinate alla misura M2C4 – I4.1, per la parte di progetti in essere già programmati e rendicontabili sul PNRR.

Nel corso del 2022 il Ministero ha avviato le attività di monitoraggio e rendicontazione dei progetti (con particolare riferimento alla conferma delle tempistiche di realizzazione e dei soggetti coinvolti), propedeutiche all’erogazione delle prime quote di finanziamento. Tali verifiche hanno comportato la necessità di apportare una modifica al richiamato decreto ministeriale 16 dicembre 2021, n. 517, recante “Investimenti in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell’approvvigionamento idrico dell’Investimento 4.1, Missione 2, Componente C4 del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR)”, sul quale l’Autorità ha espresso parere favorevole con la delibera 2 agosto 2022, 403/2022/I/idr¹³.

¹¹ L’“Elenco aggiornato delle operazioni ammesse” è stato pubblicato, da ultimo, in data 13 giugno 2022, sul sito del PON IeR.

¹² Per approfondimenti sulla ricostruzione del quadro normativo di riferimento e delle fasi che hanno portato alla definizione dell’elenco, si rimanda al Volume 2 della *Relazione Annuale* 2021.

¹³ La proposta di decreto in parola prevede che “l’allegato 2, punto 5, del Decreto ministeriale n. 517 del 16 dicembre 2021 relativo all’intervento denominato ‘Sistema Acquedotto Roja’ [sia] modificato come segue: il soggetto attuatore ‘Regione Liguria’ è sostituito dal soggetto attuatore ‘Rivieracqua S.C.p.A.’”.

Semplificazione normativa e rafforzamento della governance per la realizzazione di investimenti nelle infrastrutture di approvvigionamento idrico del PNRR (R4.1)

Il quadro normativo all'interno del quale l'Autorità ha definito il primo stralcio della sezione "acquedotti" del Piano nazionale e iniziato a impostare le attività volte alla definizione del secondo elenco del medesimo Piano, è stato inciso dalle disposizioni recate dal decreto legge 10 settembre 2021, n. 121, come convertito nella legge 9 novembre 2021, n. 156, che, all'art. 2, comma 4-*bis*, nel determinare nuove tempistiche di aggiornamento del Piano – oltre al superamento della distinzione tra sezione "acquedotti" e sezione "invasi" –, ha introdotto il comma 516-*bis*, il quale dispone che *"con uno o più decreti del Ministro delle infrastrutture e [dei trasporti], di concerto con i Ministri [dell'ambiente e della sicurezza energetica], [dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste], della cultura e dell'economia e delle finanze, sentita l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente ... sono definiti le modalità e i criteri per la redazione e per l'aggiornamento del Piano nazionale di cui al comma 516 (...) e della sua attuazione per successivi stralci (...)"*; in particolare detto decreto è volto a definire:

- le modalità con cui le Autorità di bacino distrettuali, gli enti di governo dell'ambito e gli altri enti territoriali coinvolti trasferiscono al Ministero delle infrastrutture e dei trasporti le informazioni e i documenti necessari alla definizione del Piano medesimo e i relativi criteri di priorità, *"tenuto anche conto della valutazione della qualità tecnica e della sostenibilità economico-finanziaria effettuata dall'Autorità (...) per gli interventi proposti da soggetti da essa regolati"* (lett. a));
- i criteri per l'assegnazione delle risorse degli stralci nonché le modalità di revoca dei finanziamenti (lett. b));
- le modalità di attuazione e di rendicontazione degli interventi ammessi al finanziamento negli stralci (lett. c)).

Con le comunicazioni del 25 maggio 2022 e del 1° giugno 2022, il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti ha trasmesso al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, al Ministero dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, al Ministero della cultura, al Ministero dell'economia e delle finanze e all'Autorità, per l'acquisizione dell'avviso delle menzionate amministrazioni, lo schema di decreto ministeriale previsto dal sopra richiamato comma 516-*bis*, anche al fine di attuare la linea di riforma 4.1 del PNRR in oggetto. Con detto schema di decreto, nella definizione delle modalità e dei criteri per la redazione e per l'aggiornamento del Piano nazionale, è stata assegnata priorità agli interventi volti alla mitigazione dei danni connessi al fenomeno della siccità e al potenziamento e all'adeguamento delle infrastrutture idriche, anche al fine di aumentare la resilienza dei sistemi idrici ai cambiamenti climatici e ridurre le dispersioni di risorse idriche. Lo schema di decreto ha previsto che l'acquisizione delle proposte di intervento da parte dei soggetti coinvolti avvenga con cadenza annuale, e che il Ministero in parola, sulla base delle priorità e della documentazione ricevuta, conduca un'analisi e una valutazione *ex ante* degli interventi proposti, secondo una metodologia di valutazione che assegna a ciascun intervento proposto un punteggio (*scoring*) – tenuto anche conto della specifica valutazione della qualità tecnica e della sostenibilità economico-finanziaria effettuata dall'Autorità, con riferimento agli interventi proposti da soggetti dalla medesima regolati – collocandolo in una specifica classe di valutazione. Al termine della valutazione, il Ministero adotta un provvedimento in cui formula la proposta di Piano, tenendo conto, in fase di ripartizione delle risorse: i) della classe di valutazione in cui è collocato ciascun intervento; ii) del livello di progettazione disponibile al momento della predisposizione dello stralcio; iii) del bilanciamento della ripartizione territoriale. Lo schema di decreto contiene infine una serie di disposizioni volte a disciplinare: le modalità di implementazione e di rendicontazione degli interventi finanziati (art. 5), le attività di monitoraggio degli interventi (art. 6), le condizioni di revoca dei finanziamenti e gli effetti di un'eventuale revoca (art. 7).

Con la delibera 21 giugno 2022, 273/2022/I/idr, l'Autorità, nel rilasciare parere favorevole allo schema di decreto trasmesso dal Ministero, ha in particolare segnalato, con riferimento agli interventi proposti da soggetti regolati dall'Autorità, l'opportunità di tenere in considerazione, tra gli elementi da acquisire ai fini dell'aggiornamento del Piano, nonché tra le valutazioni da effettuare per la definizione dell'ordine di priorità delle proposte ricevute, specifici requisiti soggettivi, in ordine, in particolare, a: i) la conformità del titolo del soggetto gestore a svolgere il servizio nel rispetto della normativa vigente; ii) l'ottemperanza agli obblighi previsti per l'adozione e l'approvazione, ai sensi della regolazione *pro tempore* vigente, dello specifico schema regolatorio (composto dal Programma degli interventi – incluso il Piano delle opere strategiche – dal Piano economico-finanziario e dalla convenzione di gestione); iii) l'assenza di situazioni di crisi d'impresa che possano compromettere la prosecuzione dell'attività per cui il soggetto attuatore richiede il finanziamento. Tali osservazioni sono state formulate al fine di assicurare continuità rispetto a quanto già applicato per l'implementazione delle linee di finanziamento M2C4 – I4.1, M2C4 – I4.2 e M2C4 – I4.4 del PNRR, in modo da garantire un'esecuzione efficace e sostenibile degli interventi che saranno inclusi nel Piano.

Le modalità di aggiornamento del Piano nazionale sono state adottate con decreto interministeriale 25 ottobre 2022, n. 350, registrato alla Corte dei conti il 29 novembre 2022.

Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell'acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti (I4.2)

In data 9 marzo 2022 il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti ha pubblicato un avviso per l'assegnazione di 900 milioni di euro, a valere sui fondi del PNRR, che prevede il finanziamento di progetti da realizzare sull'intero territorio nazionale per la digitalizzazione delle reti e la riduzione delle perdite idriche (ambito della linea in oggetto), di cui il 40% è destinato alle Regioni del Mezzogiorno (Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Molise, Puglia, Sardegna, Sicilia), per la cui redazione l'Autorità ha fornito al Ministero il proprio supporto¹⁴.

L'avviso è stato strutturato in due finestre temporali:

- la prima finestra temporale (con presentazione delle proposte nel periodo dal 19 aprile 2022 ed entro il 19 maggio 2022), che attribuisce 630 milioni di euro;
- la seconda finestra temporale (con presentazione delle proposte nel periodo dal 1° settembre 2022 ed entro il 31 ottobre 2022), che attribuisce i restanti 270 milioni di euro.

In coerenza con le regole generali del PNRR, l'avviso ha previsto, in particolare, che:

- il progetto contribuisca al raggiungimento dei *target* – fissati nella richiamata linea M2C4 – I4.2 – di 9.000 km di rete idrica distrettualizzata entro il 31 dicembre 2024 e di 25.000 km entro il 31 marzo 2026;
- il progetto contribuisca al miglioramento delle perdite idriche percentuali (indicatore M1b di qualità tecnica), per le quali è stato individuato un valore obiettivo nazionale di riduzione pari al 35% al 31 marzo 2026;
- a livello di tempistiche, la procedura di appalto sia ultimata entro il 30 settembre 2023, e le attività sottese al progetto siano completate entro il 31 marzo 2026.

Tra i requisiti di ammissibilità, l'avviso disponeva, tra l'altro, che gli enti di governo dell'ambito potevano presentare le richieste di finanziamento con riferimento a progetti di gestori che esercitano il servizio idrico integrato

¹⁴ In particolare, l'Autorità, nel corso del secondo semestre 2021, aveva contribuito sia alla definizione dell'oggetto della misura, dei target e delle milestone trasmessi alla Commissione europea ai fini del monitoraggio dei progetti selezionati e della dotazione finanziaria della relativa linea, sia alla redazione dell'avviso e alla sua diffusione e comunicazione agli stakeholder del settore.

sulla base di un titolo conforme alla normativa vigente, e che l'ammissibilità dei soggetti era subordinata all'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 – incluso il Piano delle opere strategiche –, dal Piano economico-finanziario e dalla convenzione di gestione. Ai fini della selezione dei progetti è stata istituita una Commissione di valutazione composta da cinque membri, inclusi due rappresentanti dell'Autorità.

Alla scadenza di entrambe le finestre temporali, il ruolo dell'Autorità nell'ambito della Commissione di valutazione si è, in particolar modo, esplicitato in merito a:

- la valutazione – per quanto attiene agli aspetti più direttamente connessi alle attribuzioni assegnate all'Autorità – del rispetto dei requisiti di ammissibilità del soggetto proponente e attuatore;
- l'attribuzione dei punteggi associabili ai criteri di valutazione, riferibili in particolare a: qualità della proposta progettuale, miglioramento della situazione attuale del livello di perdita nella rete idrica e impatto sul raggiungimento degli obiettivi di digitalizzazione;
- la verifica e valutazione della capacità di cofinanziamento di ciascun progetto, sulla base di elementi legati alla regolazione tariffaria applicabile (entità del cofinanziamento, attivazione o meno del vincolo alla crescita del moltiplicatore tariffario, tipologia di schema regolatorio o ricorso allo schema di convergenza).

In esito alle richiamate attività di valutazione, in data 24 agosto 2022 è stato pubblicato il decreto della Direzione generale per le dighe e le infrastrutture idriche del MIT n. 594, di approvazione della graduatoria delle proposte di progetto valida per la prima finestra temporale, a valere sulle risorse del PNRR (M2C4 – I4.2), che ha ammesso a finanziamento 21 interventi, per un totale di 606.870.905,08 euro. Successivamente, in data 3 febbraio 2023, con decreto direttoriale n. 14, il MIT ha approvato la graduatoria definitiva delle proposte relative all'avviso, assegnando le risorse residue stanziare dalla linea in oggetto, pari a 293.129.094,92 euro.

Investimenti in fognatura e depurazione (I4.4)

Per quanto attiene alla linea in oggetto, le interlocuzioni tra l'Autorità e il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (di seguito: MASE), avviate negli ultimi mesi del 2021 al fine della redazione degli atti e della documentazione necessari all'implementazione della richiamata misura, hanno portato all'adozione del decreto ministeriale 17 maggio 2022, n. 191, con il quale sono stati definiti i criteri di riparto delle risorse assegnate alla Misura a livello regionale (pari a 600 milioni di euro, di cui il 40% da destinare prioritariamente a interventi da realizzarsi nelle regioni del Mezzogiorno), e i criteri di ammissibilità delle proposte progettuali. Il decreto prevede che le regioni e le province autonome acquisiscano dai rispettivi enti di governo dell'ambito – identificati come soggetto proponente – le proposte da ammettere a finanziamento, e che le trasmettano al MASE, tramite apposita piattaforma, per l'accertamento del rispetto dei criteri di ammissibilità della proposta, con il supporto dell'Autorità per i profili di propria competenza. Le proposte ammesse a finanziamento hanno a oggetto, in particolare, interventi funzionali a garantire, nel tempo, il mantenimento della conformità alla direttiva 91/271/CEE, con priorità per quelli localizzati in agglomerati oggetto di contenzioso comunitario, in funzione dello stato di gravità dello stesso al momento della pubblicazione del decreto, al fine di raggiungere il *target* intermedio di riduzione di almeno 570.000 abitanti residenti in agglomerati non conformi entro e non oltre il 30 giugno 2024 e il *target* finale di riduzione di oltre 2 milioni di abitanti residenti in agglomerati non conformi entro e non oltre il 31 marzo 2026. Per quanto rileva in questa sede, tra i criteri di ammissibilità sono stati ripresi quelli già individuati per l'avviso oggetto della linea I4.2, descritta nel precedente paragrafo, vale a dire: la titolarità del soggetto realizzatore a esercire il

servizio idrico integrato rispetto alla normativa di settore e l'adozione di uno schema regolatorio conforme alla regolazione *pro tempore* vigente.

Nel corso del secondo semestre del 2022, alla chiusura della finestra temporale di presentazione delle proposte – avvenuta in data 31 ottobre 2022 –, l'Autorità ha partecipato, nell'ambito di un apposito gruppo istruttorio – costituito con decreto direttoriale 13 dicembre 2022, n. 398 –, all'avvio delle attività di verifica dei criteri di ammissibilità del decreto, per quanto di competenza. All'esito dei richiamati accertamenti istruttori (che risultano in corso al momento della redazione del presente Volume), sarà individuato, mediante apposito decreto ministeriale, l'elenco degli interventi ammessi a finanziamento, a cui seguirà la sottoscrizione di appositi accordi di programma con i soggetti beneficiari.

Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico

Con riferimento al primo stralcio del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico, sezione "acquedotti"¹⁵, adottato con il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 1° agosto 2019, ai sensi dell'art. 1, comma 516¹⁶, della legge 27 dicembre 2017, n. 205 – come successivamente modificato e integrato dall'art. 1, comma 143, della legge 30 dicembre 2018, n. 145¹⁷, e, da ultimo, con decreto legge 10 settembre 2021, n. 121, come convertito nella legge 9 novembre 2021, n. 156 –, nel corso del 2022 l'Autorità ha proseguito l'attività di monitoraggio ed erogazione delle quote di finanziamento richieste dagli enti di riferimento competenti per gli interventi oggetto del Piano¹⁸.

In esito alla verifica degli adempimenti in capo all'ente di riferimento e al soggetto beneficiario, l'Autorità – avvalendosi di CSEA per i profili di propria competenza –, ai sensi del comma 4.1, lett. b), della delibera 23 ottobre 2019, 425/2019/R/idr, come rinnovato dalla delibera 16 febbraio 2021, 58/2021/R/idr¹⁹, ha provveduto ad autorizzare, al 31 dicembre 2022, ulteriori quote di finanziamento per 6 interventi inclusi nell'allegato 1 al DPCM 1° agosto 2019, per un importo complessivo di 11.209.544,17 euro, pari al 14,01% del finanziamento totale stanziato nel biennio 2019-2020. I provvedimenti di interesse, per quanto riguarda le autorizzazioni in parola, sono:

- la delibera 22 marzo 2022, 125/2022/R/idr, con riferimento all'intervento n. 15, proposto dalla Regione Marche e avente a oggetto "*Interconnessioni delle adduttrici dell'ATO 3, dell'ATO 4 e dell'ATO 5 in un sistema integrato che fa leva anche sugli invasi presenti nell'area – progettazione delle opere ...*", per un importo di 963.825,79 euro;

15 Il primo stralcio di Piano è costituito da un elenco di 26 interventi/progetti (selezionati dall'Autorità con la relazione 20 giugno 2019, 252/2019/R/idr), riconducibili a infrastrutture del servizio idrico integrato, la cui copertura è stata 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.

16 L'art. 1, comma 516, della legge 27 dicembre 2017, n. 205, nella sua precedente formulazione, disponeva 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 fosse adottato, anche per stralci, il Piano nazionale di interventi nel settore idrico, articolato in due sezioni: sezione "acquedotti" e sezione "invasi". Il successivo comma 517 (ora abrogato) stabiliva che, ai fini della definizione della sezione "acquedotti" del citato 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 – trasmettesse 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: i) raggiungimento di adeguati livelli di qualità tecnica; ii) recupero e ampliamento della tenuta e del trasporto della risorsa idrica, anche con riferimento alla capacità di invaso; iii) diffusione di strumenti mirati al risparmio di acqua negli usi agricoli, industriali e civili.

17 Legge recante "Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2018 e bilancio pluriennale per il triennio 2018-2020".

18 Per approfondimenti sull'iter normativo e sulle attività che hanno portato alla definizione dell'elenco e delle modalità di erogazione delle risorse (di cui alla delibera 425/2019/R/idr), si rimanda al Volume 2 della *Relazione Annuale* 2020 e della *Relazione Annuale* 2021.

19 I cui dettagli sono stati approfonditi nel Volume 2 della *Relazione Annuale* dello scorso anno.

- la delibera 10 maggio 2022, 211/2022/R/idr, con riferimento all'intervento n. 1, proposto dall'Autorità d'ambito n. 3 "Torinese" e avente a oggetto *"Realizzazione di interconnessione idraulica degli impianti di produzione di Rivoli e di Rosta (codice ATO n. 9792) – stralcio funzionale"*, per un importo di 2.880.000 euro, corrispondente alla conclusione del finanziamento;
- la delibera 22 novembre 2022, 613/2022/R/idr, con riferimento agli interventi nn. 3 e 4, proposti dall'Ufficio d'ambito di Lecco e aventi a oggetto, rispettivamente, *"Raddoppio collettore brianteo – tratto Civate Dolzago"* (3.680.000 euro, corrispondenti alla conclusione del finanziamento) e *"Raddoppio collettore brianteo – tratto Valmadrera Civate"* (1.358.793,31 euro), per un importo complessivo di 5.038.793,31 euro;
- la delibera 6 dicembre 2022, 675/2022/R/idr, con riferimento all'intervento n. 8, proposto dal Consiglio di Bacino "Dolomiti Bellunesi" e avente a oggetto *"Cencenighe Agordino Realizzazione adduzione, serbatoi, rete di distribuzione e sistemi di protezione per tratti in pendenza acquedotto Valle del Biois (completamento)"*, per un importo di 672.069,81 euro, corrispondente alla conclusione del finanziamento e alla realizzazione dell'opera in oggetto;
- la delibera 6 dicembre 2022, 676/2022/R/idr, con riferimento all'intervento n. 13, proposto dall'Autorità Idrica Toscana e avente a oggetto *"Approvvigionamento idropotabile Isola d'Elba al fine di garantire l'autonomia idrica – completamento del primo dissalatore dell'Elba (80 l/s) + progettazione secondo dissalatore"*, per un importo di 1.804.180,28 euro.

Per effetto dei richiamati provvedimenti, l'importo complessivo delle risorse di cui è stata autorizzata l'erogazione dal dicembre 2019 al dicembre 2022 ammonta a 42.250.154,05 euro, pari al 52,81% del finanziamento totale stanziato.

Parallelamente alle attività di autorizzazione, sono stati effettuati i due monitoraggi semestrali che, ai sensi del comma 5.3 della citata delibera 425/2019/R/idr, si sono tenuti nei mesi di maggio e ottobre, sulla base della documentazione trasmessa all'Autorità e a CSEA da parte degli enti di riferimento, avente a oggetto lo stato di avanzamento del relativo intervento finanziato, l'aggiornamento del cronoprogramma finanziario e la segnalazione di eventuali criticità (ritardi nella realizzazione) o variazioni del progetto di carattere tecnico o economico. Dall'analisi dei cronoprogrammi è emerso in particolare che, per ulteriori 3 interventi dell'elenco (relativi ad altrettanti enti di riferimento)²⁰, non risultava soddisfatto il rispetto del vincolo di spesa individuato dall'Autorità al punto 1 del comma 8.1 della delibera 425/2019/R/idr, che prevedeva che almeno l'80% della spesa totale del progetto finanziato fosse utilizzato entro due anni dall'erogazione della prima quota di finanziamento. Conseguentemente, l'Autorità, con le delibere 8 marzo 2022, 95/2022/R/idr, 6 settembre 2022, 417/2022/R/idr, e 13 settembre 2022, 428/2022/R/idr, ha intimato ai soggetti realizzatori interessati di adempiere al richiamato obbligo, rispettivamente entro il 25 gennaio 2023 (per il progetto n. 22) ed entro il 7 agosto 2023 (per i progetti nn. 16-17 e 11), prevedendo, analogamente a quanto fatto con la delibera 633/2021/R/idr, che la mancata ottemperanza nei termini indicati costituisca presupposto per disporre, ai sensi del comma 8.1 della richiamata delibera 425/2019/R/idr, la revoca del finanziamento assentito con DPCM 1° agosto 2019 e la contestuale restituzione delle somme ricevute dal soggetto realizzatore ai sensi del comma 4.1 della medesima delibera, nonché per l'attivazione del meccanismo per i casi di inerzia e inadempimento ai sensi dell'art. 1, comma 525, della legge 27 dicembre 2017, n. 205.

²⁰ Si tratta dell'intervento n. 22, avente come soggetto realizzatore Siciliacque, dell'intervento n. 16-17, avente come soggetto realizzatore il Commissario straordinario per la sicurezza del sistema idrico del Gran Sasso, e dell'intervento n. 11, avente come soggetti realizzatori i gestori facenti parte di un Raggruppamento temporaneo di imprese – RTI, costituito nella regione Friuli-Venezia Giulia. I citati progetti avevano ricevuto la prima quota in data successiva a quelle erogate con la delibera 3 dicembre 2019, 512/2019/R/idr.

Fondo di garanzia per le opere idriche

A seguito dell'istituzione – a opera dell'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", è stato emanato il DPCM 30 maggio 2019, che ha demandato all'Autorità la definizione degli interventi prioritari, dei criteri e delle modalità generali di utilizzazione del Fondo in parola. Tra gli organi di amministrazione del Fondo, il citato DPCM 30 maggio 2019 ha previsto, altresì, all'art. 9, che, ai fini dell'esercizio delle attività di verifica e monitoraggio, l'Autorità istituisca un Comitato di valutazione del rischio presso CSEA, presieduto da un rappresentante del Ministero dell'economia e delle finanze e composto da esperti in valutazione dei rischi finanziari in rappresentanza rispettivamente del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, del Ministero dello sviluppo economico e di un esperto indipendente. Il Comitato di valutazione del rischio è chiamato, in particolare, a esprimere il parere in ordine alle modalità operative del Fondo e alle proposte di interventi da ammettere a garanzia di rimborso del credito, verificando la conformità delle richieste alle previsioni contenute nel DPCM 30 maggio 2019 e nel decreto del Ministro dell'economia e delle finanze del 19 novembre 2019, recante i criteri, le condizioni e le modalità affinché gli interventi del Fondo siano assistiti dalla garanzia di ultima istanza dello Stato.

Con la delibera 21 gennaio 2020, 8/2020/R/idr, l'Autorità, nel disciplinare 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 monitoraggio²¹ –, ha istituito, presso CSEA, il Comitato di valutazione del rischio (art. 2) e stabilito di procedere all'insediamento dei relativi componenti con successivo provvedimento, anche in considerazione dei plurimi soggetti istituzionali interessati dalle nomine, successivamente avanzando ai dicasteri interessati specifica richiesta, volta ad acquisire l'indicazione dei relativi rappresentanti ai fini dell'insediamento del citato Comitato.

Nel corso del 2022, acquisite le designazioni dai Ministeri interessati, con la delibera 5 aprile 2022, 152/2022/A, l'Autorità, al fine di favorire la piena applicazione delle misure introdotte con la delibera 21 gennaio 2020, 8/2020/R/idr, per agevolare l'accesso al credito e l'accelerazione degli investimenti nel settore idrico, ai sensi di quanto indicato al richiamato art. 2, ha proceduto a insediare presso CSEA il Comitato di valutazione in oggetto.

Regolazione dei rapporti tra operatori e utenti

Applicazione del meccanismo incentivante della Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato (RQTI)

Per quanto attiene alla Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato (RQTI), introdotta con la delibera 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr, nel corso dell'anno 2022 si è concluso il primo procedimento di attribuzione dei premi e delle penali, sulla base delle *performance* realizzate da ciascun gestore negli anni 2018 e 2019, secondo quanto stabilito al titolo 7 della citata delibera. Nell'ambito del procedimento in parola, avviato con delibera 18 febbraio 2020, 46/2020/R/idr, l'Autorità ha condotto puntuali approfondimenti istruttori, i cui

²¹ Per approfondimenti sulle modalità di gestione del Fondo recate dalla delibera 8/2020/R/idr, si rimanda al Volume 2 della *Relazione Annuale 2021*.

esiti preliminari, in termini di applicazione/esclusione – totale o parziale – dal meccanismo incentivante, sono stati illustrati (tipizzando le casistiche individuate) nella Nota metodologica di cui all'allegato A alla delibera 8 marzo 2022, 98/2022/R/idr.

Il procedimento ha beneficiato di un articolato percorso istruttorio, che ha portato a escludere dal meccanismo incentivante alcuni macro-indicatori per taluni gestori, per situazioni di fatto (per esempio, servizio non gestito), per istanze dell'ente di governo dell'ambito specificamente previste (per esempio, eventi imprevisti che abbiano provocato un peggioramento delle *performance*, mancanza di prerequisiti), per mancata ottemperanza a prescrizioni regolatorie (per esempio, mancato invio delle predisposizioni tariffarie), per carenze nella documentazione fornita o incongruenze dei dati. L'applicazione del meccanismo è stata preceduta dalla comunicazione a ciascuna gestione interessata della/delle casistica/casistiche di criticità, al fine di recepire eventuali osservazioni da parte dei soggetti interessati. L'esito della prima applicazione del meccanismo incentivante è stato pubblicato con delibera 26 aprile 2022, 183/2022/R/idr, e descritto nel Volume 1 della *Relazione Annuale* dello scorso anno.

Allo scopo di rafforzare la consapevolezza da parte degli utenti circa i servizi offerti dal proprio operatore, l'Autorità ha, inoltre, provveduto a pubblicare i dati di qualità tecnica raccolti nell'ambito del citato procedimento. Più nello specifico, è stato sviluppato un portale di infografica, interattivo e con struttura a mappa, liberamente accessibile dal sito web dell'Autorità (www.arera.it/it/dati/QTSII.htm) e interrogabile con riferimento al proprio gestore o al proprio comune.

In relazione all'attività svolta, all'Autorità è stato riconosciuto il titolo di "Miglior pratica di categoria" nell'ambito del *contest* "Buone pratiche regolatorie" promosso dall'Università LUMSA, in collaborazione con l'Osservatorio AIR, con il patrocinio del Ministro per la pubblica amministrazione e dell'OCSE, in ragione della circostanza di avere saputo soddisfare al meglio e cumulativamente i criteri di innovazione, robustezza dei risultati e riproducibilità.

Parallelamente all'attività volta alla chiusura del procedimento di attribuzione dei premi e delle penali di qualità tecnica per gli anni 2018 e 2019, con la delibera 15 marzo 2022, 107/2022/R/idr, l'Autorità ha avviato uno specifico procedimento finalizzato all'applicazione del meccanismo incentivante per gli anni 2020 e 2021.

A tale scopo, con comunicato del 17 marzo 2022, l'Autorità ha messo a disposizione la modulistica che ciascun ente di governo dell'ambito o soggetto competente, responsabile della predisposizione tariffaria, doveva utilizzare per la trasmissione dei dati e delle informazioni in merito alla qualità tecnica del servizio idrico integrato con riferimento agli anni 2020 e 2021, ai sensi di quanto previsto dai commi 3.1 e 8.2 della delibera 917/2017/R/idr, e secondo le modalità previste dall'art. 30 dell'allegato A alla medesima delibera (RQTI), stabilendo che il termine ultimo entro il quale i soggetti interessati dovevano trasmettere le informazioni richieste fosse fissato al 30 aprile 2022. I dati e il materiale raccolto con la specifica raccolta dati di qualità tecnica sono stati sottoposti a un'analisi istruttoria preliminare, cui è seguita la richiesta di materiale informativo aggiuntivo su specifici aspetti, al fine di accertare il rispetto degli obblighi di monitoraggio e tenuta dei registri di cui al titolo 8 della RQTI. Successivamente, le analisi sono proseguite anche beneficiando degli approfondimenti svolti nell'ambito delle istruttorie volte all'approvazione tariffaria per il terzo periodo regolatorio (ex MTI-3).

Qualità contrattuale e monitoraggio delle prestazioni riferite all'anno 2021

Nel mese di febbraio 2022, è stata avviata la "Raccolta dati: Qualità contrattuale del servizio idrico integrato" relativa all'anno 2021²², con la finalità di acquisire:

- le informazioni in merito alle prestazioni rese nel corso del 2021, monitorando l'evoluzione dei livelli di qualità contrattuale offerti all'utenza;
- il riepilogo delle prestazioni eseguite nella medesima annualità, necessario ai fini dell'applicazione del meccanismo di incentivazione di cui al titolo XIII dell'allegato A alla delibera 23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr (introdotta con delibera 17 dicembre 2019, 547/2019/R/idr). In particolare tale riepilogo permette di desumere i valori assunti nel 2021 dai macro-indicatori di qualità contrattuale 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 disattivazione della fornitura) e MC2 – "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità del 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)²³, e di verificare il conseguimento (o meno) degli obiettivi fissati dal medesimo meccanismo sulla base dei risultati registrati nell'annualità 2018.

Con la medesima raccolta, sono stati acquisiti anche i dati relativi all'erogazione degli indennizzi automatici previsti nei casi di mancato rispetto della regolazione della morosità nel SII (REMSI) di cui all'allegato A alla delibera 16 luglio 2019, 311/2019/R/idr, e s.m.i., entrata in vigore a far data dal 1° gennaio 2020²⁴.

Per quanto concerne la pubblicazione dei dati comunicati dai singoli gestori con riferimento a ciascun indicatore di *performance* della RQSII – prevista dal comma 77.7²⁵ dell'allegato A alla delibera 23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr (RQSII), e finalizzata al rafforzamento della consapevolezza da parte degli utenti circa le caratteristiche dei servizi offerti dal proprio operatore²⁶ –, si precisa che la stessa è stata rimandata a un momento successivo alla conclusione del procedimento per le valutazioni quantitative, relative al biennio 2020-2021, previste dal meccanismo incentivante della qualità contrattuale – oggetto del successivo paragrafo – nell'ambito del quale è emersa da parte di taluni gestori la necessità di rettificare alcuni tra i valori precedentemente comunicati. Si rammenta che la pubblicazione dei dati di qualità contrattuale del servizio idrico integrato viene effettuata dall'Autorità sul proprio sito internet²⁷, sia in formato *excel* sia mediante un'apposita piattaforma di navigazione interattiva facilmente consultabile dagli utenti, che restituisce l'indicazione, per singola gestione, tra l'altro, del numero di prestazioni eseguite entro e fuori lo standard, della presenza di eventuali standard miglio-

22 I termini per la comunicazione all'Autorità delle informazioni e dei dati di qualità contrattuale riferiti al 31 dicembre 2021 sono stati fissati nel 15 marzo 2022, per i gestori, e nel 26 aprile 2022, per gli enti di governo dell'ambito (chiamati alla relativa validazione).

23 I macro-indicatori di qualità contrattuale sono costruiti come media ponderata dei pertinenti indicatori semplici, pesata in base al numero delle prestazioni erogate dalla gestione (dato dalla somma del numero delle prestazioni entro il rispettivo standard previsto dalla RQSII e di quello delle prestazioni non conformi per causa imputabile alla responsabilità del gestore), secondo quanto previsto al comma 92.2 della RQSII.

24 Tali casistiche sono dettagliate dall'art. 10 del REMSII che prevede l'erogazione di un indennizzo automatico pari a 30 euro per (a) sospensione/disattivazione della fornitura di un utente non disalmentabile, (b) disattivazione di un utente finale domestico residente, (c) limitazione/sospensione/disattivazione in assenza di invio della comunicazione di costituzione in mora, (d) limitazione/sospensione/disattivazione in presenza di una puntuale comunicazione di avvenuto pagamento da parte dell'utente; il medesimo art. 10 prevede altresì l'erogazione di un indennizzo automatico pari a 10 euro per limitazione/sospensione/disattivazione con comunicazione di costituzione in mora viziata da minori errori procedurali.

25 Il comma 77.7 della RQSII dispone che l'Autorità può utilizzare le informazioni e i dati di qualità contrattuale acquisiti per effettuare:

- a) controlli, anche a campione, al fine di accertarne la veridicità e assicurare il rispetto delle disposizioni di cui alla menzionata RQSII;
- b) la pubblicazione, anche comparativa, delle informazioni e dei dati medesimi.

26 In coerenza con quanto previsto dall'obiettivo strategico OS1 "Promuovere l'*empowerment* del consumatore" del Quadro strategico 2022-2025, allegato A alla delibera 13 gennaio 2023, 2/2022/A.

27 Cfr. sezione "Dati e statistiche", nella parte dedicata alla "Qualità contrattuale del servizio idrico integrato", disponibile al link www.arera.it/it/dati/RQSII.htm.

rativi individuati dai competenti enti di governo dell'ambito, nonché dei valori raggiunti con riferimento ai singoli macro-indicatori.

Applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per gli anni 2020 e 2021

In coerenza con le disposizioni recate dal richiamato titolo XIII dell'allegato A alla delibera 655/2015/R/idr – che definisce un meccanismo incentivante di premi/penalità della qualità contrattuale da quantificare a partire dal 2022 sulla base delle *performance* realizzate nei due anni precedenti –, nonché dalla delibera 23 giugno 2020, 235/2020/R/idr – con la quale sono stati introdotti elementi di flessibilità nei meccanismi di valutazione delle prestazioni di qualità contrattuale e tecnica al fine di mitigare le possibili forme di discontinuità riscontrabili nelle suddette *performance* in conseguenza dell'emergenza epidemiologica da Covid-19²⁸ –, con la delibera 22 febbraio 2022, 69/2022/R/idr, l'Autorità ha avviato un provvedimento finalizzato all'applicazione del richiamato meccanismo incentivante, individuando i termini e le modalità per l'attribuzione delle premialità e delle penalità riferite a tutti gli stadi di valutazione previsti per gli anni 2020 e 2021, nonché per la definizione della graduatoria per lo stadio di eccellenza stabilito dalla RQSII²⁹. In particolare, è stato previsto di articolare il procedimento in due fasi:

- una prima fase di identificazione del set di gestioni per le quali si possiede un corredo completo di informazioni ai fini della definizione della graduatoria per lo stadio di eccellenza, nonché dell'attribuzione delle relative premialità e penalità riferite a tutti gli stadi, per il biennio 2020-2021;
- una seconda fase di attribuzione delle penalità per tutte le gestioni che non abbiano inviato – nel rispetto dei termini fissati dall'Autorità – i dati necessari alla valutazione degli obiettivi di qualità contrattuale sottesi ai macro-indicatori ammessi al meccanismo di incentivazione.

Nell'ambito del suddetto procedimento, l'Autorità ha condotto un'approfondita istruttoria finalizzata a verificare la correttezza e la congruità delle informazioni trasmesse dai gestori del SII nell'ambito delle edizioni della raccolta dati di qualità contrattuale rilevanti ai fini dell'applicazione del meccanismo di incentivazione, i cui esiti preliminari, in termini di applicazione/esclusione – totale o parziale – dal meccanismo incentivante, sono stati illustrati nella nota metodologica di cui all'allegato A alla delibera 27 dicembre 2022, 734/2022/R/idr. Tali esiti, successivamente comunicati ai singoli enti di governo dell'ambito e ai gestori di propria competenza (qualora questi ultimi siano risultati interessati da casistiche di criticità), al fine di recepire eventuali osservazioni utili all'applicazione del meccanismo, hanno riguardato in particolare:

- valutazioni di ammissibilità al meccanismo in ordine alle singole fasi del servizio idrico gestite dall'operatore, al livello di ottemperanza agli obblighi di trasmissione dei dati di qualità contrattuale richiesti dall'Autorità ai fini dell'individuazione dei livelli di partenza, nonché all'eventuale presenza di istanze di deroga specifiche

28 In particolare, la richiamata delibera 235/2020/R/idr ha stabilito che, in deroga a quanto previsto dai commi 91.2 e 95.1 della RQSII, gli obiettivi di qualità contrattuale relativi al 2020 e al 2021 siano valutati cumulativamente su base biennale, con la precisazione che, ai fini dell'applicazione dei fattori premiali (di penalizzazione) nell'anno 2022, con riferimento alle annualità 2020 e 2021, costituisce elemento di valutazione il livello raggiunto cumulativamente al termine dell'anno 2021.

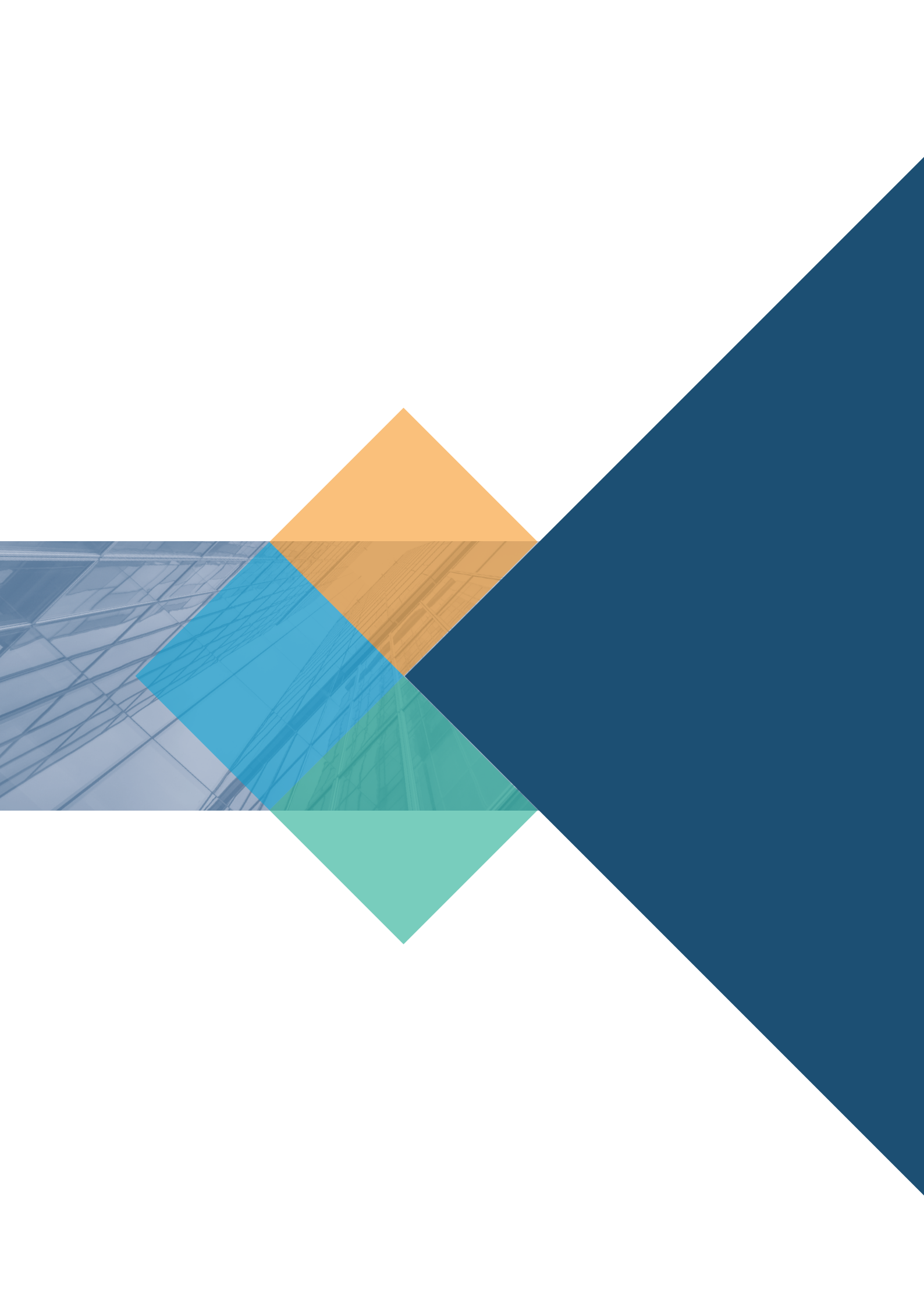
29 Ai sensi dell'art. 94 della RQSII, le modalità con cui è disciplinato il meccanismo di incentivazione – classificazione delle *performance*, articolazione delle graduatorie, attribuzione dei punteggi per l'applicazione dei fattori premiali e di penalizzazione, determinazione e valorizzazione dei premi e delle penalità – sono declinate rispetto a tre stadi di valutazione:

- stadio I, caratterizzato da un livello base di fattore premiale (di penalizzazione), in ragione del posizionamento *ex post* della gestione che ne confermi o meno la presenza in classe A per ciascun macro-indicatore;
- stadio II, caratterizzato da un livello base di fattore premiale (di penalizzazione) in ragione di un posizionamento *ex post* della gestione che risulti migliore (peggiore) rispetto all'obiettivo di miglioramento definito dall'Autorità in corrispondenza di ciascun macro-indicatore;
- stadio III, caratterizzato da un livello di eccellenza di fattore premiale per i tre migliori operatori con riferimento a tutti i macro-indicatori valutati, di cui almeno uno in classe A.

sottoposte all'attenzione dell'Autorità medesima (per aggregazione gestionale e per gli eventi sismici del Centro Italia del 24 agosto 2016 e dei giorni successivi);

- la verifica della sussistenza dei presupposti per l'applicazione delle penalità attribuibili ai casi di mancato invio dei dati necessari alla valutazione degli obiettivi di qualità contrattuale, di cui alla seconda fase di applicazione sopra richiamata, ivi inclusa l'eventuale esenzione per i casi di adozione dello schema regolatorio di convergenza di cui all'art. 31 dell'allegato A alla delibera 580/2019/R/idr;
- valutazioni di ammissibilità alle premialità in ordine alla presenza di una proposta di schema regolatorio MTI-3, all'attività di validazione dei dati di qualità contrattuale in capo agli enti di governo dell'ambito, nonché all'ottemperanza degli obblighi di versamento delle componenti perequative alla CSEA;
- verifiche concernenti la coerenza e la consistenza dei dati forniti, per individuare alcune casistiche di incompletezza che, oltre a configurarsi quale profilo di inadempienza agli obblighi di registrazione e comunicazione all'Autorità e a obblighi di servizio, risulterebbero indice di un inadeguato livello qualitativo garantito all'utenza, e che suggerirebbero, pertanto, l'opportunità di escludere l'accesso alle premialità per le relative gestioni.

Il procedimento troverà conclusione nel corso del 2023 e gli esiti finali saranno pertanto descritti nella prossima edizione della *Relazione Annuale*.



CAPITOLO

7



**REGOLAZIONE
NEL SETTORE
DEL TELERISCALDAMENTO
E TELERAFFRESCAMENTO**

SETTORIALE

Indagine conoscitiva sui prezzi e sui costi del servizio di teleriscaldamento

A partire dall'ultimo trimestre 2021, contestualmente al repentino incremento delle quotazioni del gas naturale, si è verificata una crescita significativa dei prezzi del servizio di teleriscaldamento. La correlazione tra il prezzo di acquisto del gas e il prezzo del servizio di teleriscaldamento, a livello teorico, può essere giustificata da diversi fattori.

In primo luogo, il gas naturale rappresenta la principale fonte energetica per la produzione di calore nei sistemi di teleriscaldamento e, pertanto, variazioni del prezzo del gas possono incidere in modo significativo sui costi complessivi del servizio. Il prezzo del servizio di teleriscaldamento viene spesso aggiornato (tipicamente a ogni trimestre) sulla base dell'andamento delle quotazioni del gas proprio per consentire la copertura del rischio derivante dalla volatilità del costo del combustibile.

Va inoltre considerato che il prezzo del gas costituisce un riferimento importante per il settore del teleriscaldamento anche per dinamiche di mercato. Per assicurare la competitività del servizio gli operatori del settore devono infatti applicare dei prezzi comparabili alle alternative disponibili. A tal fine, molti operatori dichiarano di fissare il prezzo del servizio di teleriscaldamento in modo da riflettere la spesa che l'utente avrebbe sostenuto se avesse utilizzato un sistema di climatizzazione alternativo (il cosiddetto "metodo del costo evitato"). Nelle aree metanizzate il costo evitato viene in genere determinato prendendo come riferimento una caldaia a gas, la tipologia di impianto più diffusa per la climatizzazione degli edifici.

L'incremento dei prezzi registrato a partire dall'ultimo trimestre dell'anno 2021 non è risultato tuttavia pienamente giustificabile da tali dinamiche. L'Autorità, a fronte di tali criticità, con la delibera 1° marzo 2022, 80/2022/R/tlr, ha avviato una indagine conoscitiva sull'evoluzione dei prezzi e dei costi del servizio di teleriscaldamento, con i seguenti obiettivi:

- valutare la congruità dei parametri adottati dagli esercenti per l'applicazione della metodologia del costo evitato, al fine di verificare l'effettiva corrispondenza del prezzo del servizio di teleriscaldamento con il costo che l'utente avrebbe sostenuto utilizzando un sistema di climatizzazione alternativo;
- valutare gli effetti dell'incremento delle quotazioni del prezzo del gas naturale sui costi del servizio di teleriscaldamento, al fine di individuare realtà caratterizzate da potenziali extraprofiti;
- stimare l'incidenza degli *switching costs*, in modo da individuare l'entità di barriere economiche per il passaggio a servizi di climatizzazione alternativi;
- valutare l'opportunità di una segnalazione al Governo e al Parlamento per promuovere l'introduzione di una regolazione *cost reflective* delle tariffe del servizio di teleriscaldamento.

I risultati dell'indagine sono stati illustrati nell'allegato A alla delibera 2 novembre 2022, 547/2022/R/tlr. In generale, nell'ambito dell'indagine sono emerse potenziali criticità sia in relazione al funzionamento del mercato del teleriscaldamento sia, limitatamente ad alcuni contesti, all'equità dei prezzi applicati.

Per quanto concerne il corretto funzionamento del mercato, in alcuni ambiti territoriali è stato evidenziato un disallineamento tra il prezzo del servizio di teleriscaldamento e il costo che l'utente avrebbe sostenuto utilizzando una caldaia a gas per un servizio equivalente (il cosiddetto costo evitato). In un mercato concorrenziale il costo evitato tramite caldaia a gas dovrebbe rappresentare il prezzo massimo applicabile dagli operatori del teleriscaldamento (in caso contrario, gli utenti sarebbero incentivati a passare al servizio alternativo).

La presenza di tale disallineamento può essere spiegata soltanto da distorsioni al corretto funzionamento del mercato dei servizi di climatizzazione. Al riguardo, si evidenziano delle potenziali criticità sia nella fase *ex ante*, antecedente alla sottoscrizione del contratto di fornitura, sia nella fase *ex post*, successiva all'avvio della fornitura del servizio.

Nella fase *ex ante*, la principale criticità è legata alla difficoltà per l'utente di comparare i prezzi del servizio di teleriscaldamento con il prezzo di servizi di climatizzazione alternativi. Il prezzo del servizio di teleriscaldamento si riferisce, infatti, all'energia termica utile prelevata dall'utente (MWh) mentre, nel caso di servizi alternativi, il cliente acquista un dato quantitativo di combustibile (Sm³, nel caso del gas) che viene successivamente trasformato in energia termica dalla caldaia di sua proprietà. Per effettuare un confronto corretto tra i costi di fornitura dei diversi servizi è necessario disporre di specifiche competenze tecnico-economiche in merito alle caratteristiche degli impianti, in modo da valutare e tenere in considerazione, tra l'altro, le perdite di trasformazione.

Nella fase *ex post*, un ulteriore ostacolo al corretto funzionamento del mercato è dato dalla presenza di significativi *switching costs*. Per passare a un servizio di climatizzazione alternativo, l'utente deve infatti installare un nuovo impianto di generazione del calore.

Per quanto concerne l'equità dei prezzi applicati, l'indicizzazione dei prezzi del teleriscaldamento all'andamento delle quotazioni del gas ha determinato una progressiva divaricazione tra costi e ricavi del servizio nei sistemi che fanno un ampio ricorso a impianti di termovalorizzazione e impianti geotermici. In tali contesti all'incremento dei ricavi non è seguita una corrispondente crescita dei costi variabili di produzione, con un conseguente incremento significativo dei margini per la remunerazione del capitale investito.

Alla luce delle criticità riscontrate, l'Autorità, con la segnalazione 15 novembre 2022, 568/2022/I/tlr, ha posto all'attenzione del Parlamento e del Governo l'opportunità di introdurre una regolazione *cost reflective* dei prezzi del servizio di teleriscaldamento.

Al riguardo, è stato evidenziato che la definizione di tariffe regolate *cost reflective* consentirebbe contestualmente di superare le criticità riscontrate nel funzionamento del mercato e di assicurare l'equità dei prezzi del servizio. Nei sistemi di teleriscaldamento caratterizzati da minori costi di produzione di energia termica sarebbe inoltre possibile trasferire parte dei benefici agli utenti, con positive ricadute economiche e sociali. D'altro canto, la garanzia, per gli esercenti, di recuperare i costi sostenuti e di ottenere un adeguato tasso di remunerazione del capitale investito potrebbe assicurare un contesto favorevole per un ulteriore sviluppo del settore, anche in presenza di una riduzione dei prezzi del servizio.

Definizione delle modalità di recesso semplificato

L'art. 34, comma 2, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 prevede che l'Autorità definisca una disciplina di recesso semplificata, da raccordare con quella adottata in attuazione dell'art. 10, comma 17, lettera b), del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, che agevoli il distacco da sistemi di telecalore non efficienti, qualora il soddisfacimento del fabbisogno energetico dell'utenza possa essere coperto con impianti che garantiscono un maggiore risparmio di energia primaria non rinnovabile.

Ai sensi delle disposizioni del decreto legislativo n. 102/2014, una rete di telecalore si considera efficiente nel caso in cui, per la copertura della domanda di energia termica, utilizzi almeno:

- il 50 per cento di energia derivante da fonti rinnovabili;
- il 50 per cento di calore di scarto;
- il 75 per cento di calore cogenerato;
- il 50 per cento di una combinazione delle precedenti.

Il decreto legislativo n. 199/2021, all'art. 34, comma 1, prevede inoltre che la qualifica di sistema di telecalore efficiente sia attestata dal Gestore dei servizi energetici (GSE) a fronte di una esplicita richiesta del gestore della rete.

La disciplina ordinaria per l'esercizio del diritto di recesso (allegato A alla delibera 26 ottobre 2021, 463/2021/R/tlr) consente agli utenti di recedere dal servizio in ogni momento, con un preavviso di un mese. Al solo scopo di consentire il recupero dei costi di allacciamento anche in caso di recesso anticipato dell'utente, è prevista la possibilità per gli esercenti di applicare un corrispettivo di salvaguardia, definito sulla base di criteri individuati dall'Autorità. Le modalità di calcolo del corrispettivo di salvaguardia e il periodo di applicazione sono differenziate in funzione delle caratteristiche dell'utilizzatore del servizio, in modo da tenere conto della differente forza contrattuale e delle competenze di ciascuna tipologia di utente. L'Autorità, al fine di assicurare un'adeguata gradualità nell'introduzione della disciplina, ha previsto inoltre un periodo transitorio in cui gli esercenti possono continuare ad applicare eventuali clausole volte a disciplinare il diritto di recesso, purché inserite in contratti antecedenti all'intervento dell'Autorità.

Le modalità di recesso da sistemi di telecalore non efficienti sono state definite prevedendo alcune modifiche alla disciplina ordinaria in modo da assicurare condizioni più favorevoli per la disconnessione di utenti allacciati a reti non efficienti.

In particolare, con delibera 4 ottobre 2022, 477/2022/R/tlr, è stato previsto che, nel caso di recesso da reti non efficienti:

- l'eventuale corrispettivo di salvaguardia sia determinato considerando un arco temporale ridotto a tre anni, indipendentemente dalla tipologia di utenza considerata;
- eventuali penali, altri corrispettivi o oneri, vincoli temporali di durata del contratto che siano inclusi nei contratti di allacciamento e/o di fornitura del servizio non siano applicabili, anche se sottoscritti prima dell'avvio della regolazione dell'Autorità.

Le modalità di recesso semplificato possono essere utilizzate dagli utenti allacciati a reti che non siano state qualificate come efficienti da parte del GSE. Per accedere alla modalità di recesso semplificato, l'utente è tuttavia tenuto ad allegare alla richiesta di disconnessione una relazione tecnica di un tecnico abilitato che attesti la fattibilità dell'installazione di un impianto in grado di ridurre i consumi di energia di origine fossile per la climatizzazione.

Disposizioni in materia di requisiti minimi dei misuratori

Tra le competenze in materia di regolazione e controllo nel settore del telecalore conferite all'Autorità dal decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 rientra anche il compito di definire i requisiti minimi, in termini di caratteristiche e prestazioni, dei contatori di fornitura di energia termica.

Il decreto legislativo n. 102/2014 non si limita a definire il perimetro delle responsabilità all'Autorità ma indica anche alcuni requisiti di carattere generale dei misuratori. In particolare, l'art. 9 prevede che, ferme restando le condizioni di fattibilità tecnica ed economica:

- i contatori di fornitura siano in grado di riflettere con precisione il consumo effettivo, fornendo informazioni sul tempo effettivo di utilizzo dell'energia (comma 1);
- i contatori di fornitura installati dopo il 25 ottobre 2020 siano leggibili da remoto, con l'obiettivo di permettere la lettura da remoto di tutti i contatori entro il 1° gennaio 2027 (comma 5-bis).

L'obiettivo delle richiamate disposizioni normative è quello di garantire una maggiore responsabilizzazione delle scelte di consumo degli utenti, in modo da raggiungere gli obiettivi di efficienza energetica stabiliti dalla normativa comunitaria. La disponibilità di misuratori in grado di registrare il tempo effettivo di utilizzo dell'energia può consentire l'applicazione di prezzi differenziati per fascia oraria, con la conseguente riduzione dei picchi di domanda di energia e una maggiore efficienza del sistema, in particolare per il maggiore ricorso a impianti di base, caratterizzati da una maggiore efficienza energetica. La lettura da remoto dei misuratori può invece garantire l'utilizzo di letture effettive per la fatturazione dei consumi e promuovere in tal modo una maggiore consapevolezza degli utenti sugli effetti del proprio comportamento sui costi del servizio.

L'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in materia nel documento per la consultazione 31 maggio 2022, 244/2022/R/tlr, con l'obiettivo di perseguire i seguenti obiettivi di carattere generale:

- assicurare la coerenza dei requisiti minimi dei misuratori con gli obblighi normativi e legislativi;
- garantire l'installazione di misuratori che consentano di fornire segnali corretti agli utenti, in modo da promuovere l'efficienza energetica responsabilizzando le scelte di consumo;
- evitare l'insorgenza di *stranded costs* per gli esercenti.

Nell'ambito della consultazione, le associazioni degli operatori del settore, nonostante una generale condivisione delle proposte dell'Autorità, hanno chiesto di effettuare un'analisi costi-benefici per ciascuno dei requisiti proposti, al fine di verificarne la fattibilità tecnico-economica.

L'Autorità, con la delibera 20 dicembre 2022, 710/2022/R/tlr, ha parzialmente accolto le richieste degli operatori. In particolare, pur introducendo da subito l'obbligo di telelettura per i misuratori di nuova installazione od oggetto di sostituzione, è stato previsto lo svolgimento di un'analisi costi-benefici per la definizione dei requisiti ulteriori. Stante la necessità di svolgere un'analisi costi-benefici, è stata inoltre prevista la possibilità di prendere in considerazione ulteriori ipotesi di intervento rispetto a quelle originariamente proposte, tra cui la sostituzione dei misuratori esistenti e l'introduzione dell'obbligo di telegestione delle sottostazioni d'utenza. Il completamento del procedimento è attualmente previsto per il mese di giugno 2023.

Valutazione delle istanze di esclusione

L'art. 2, comma 2, lettera gg), del decreto legislativo n. 102/2014 definisce come rete di teleriscaldamento e teleraffrescamento "qualsiasi infrastruttura di trasporto dell'energia termica da una o più fonti di produzione verso una pluralità di edifici o siti di utilizzazione, realizzata prevalentemente su suolo pubblico, finalizzata a consentire a chiunque interessato, nei limiti consentiti dall'estensione della rete, di collegarsi alla medesima per l'approvvigionamento di energia termica per il riscaldamento e raffrescamento di spazi, per processi di lavorazione e per la copertura del fabbisogno di acqua calda sanitaria". La regolazione adottata dall'Autorità nel settore del telecalore si applica pertanto esclusivamente alle reti di distribuzione che presentano le suddette caratteristiche.

L'Autorità, con la delibera 13 novembre 2018, 574/2018/R/tlr, ha definito le modalità con cui un operatore può richiedere l'esclusione di una rete di distribuzione dalla regolazione del settore, qualora non sia qualificabile come rete di teleriscaldamento o teleraffrescamento ai sensi delle disposizioni del decreto legislativo n. 102/2014. A tal fine, l'operatore deve presentare una specifica istanza di esclusione, che includa la documentazione idonea ad attestare la presenza di almeno uno dei seguenti requisiti:

- presenza di più del 50 per cento dell'estensione della rete, al netto degli allacciamenti, su suolo privato;
- rete realizzata con la finalità di servire un numero predefinito e limitato di utenti, attraverso la stipula di accordi, convenzioni o contratti di fornitura nel periodo temporale antecedente all'avvio del servizio, con divieto di allacciamento di eventuali nuovi utenti;
- centrale di produzione del calore immesso nella rete di potenza complessiva minore o uguale a 1 MW e posizionata all'interno di uno degli stabili degli utenti del servizio.

Nel corso dell'anno 2022 l'Autorità ha proseguito l'attività di valutazione delle istanze presentate dagli operatori del settore. Al 31 dicembre 2022 risultavano escluse dalla regolazione 118 reti di distribuzione del calore (si tratta sostanzialmente di micro-reti interne di distribuzione di calore, che non sono finalizzate all'erogazione del servizio di teleriscaldamento o teleraffrescamento sul territorio).

Monitoraggio del settore

Al fine di monitorare lo stato del settore e verificare il rispetto della regolazione introdotta dall'Autorità, sono previsti specifici obblighi informativi in capo agli operatori, che prevedono l'invio di informazioni su base annuale.

Nel mese di maggio 2022 è stata effettuata la “Raccolta dati integrata telecalore – Anno di riferimento 2021” con la finalità di acquisire i dati e le informazioni in materia di qualità commerciale, allacciamenti e trasparenza nel settore del telecalore. Gli obblighi informativi in particolare riguardano:

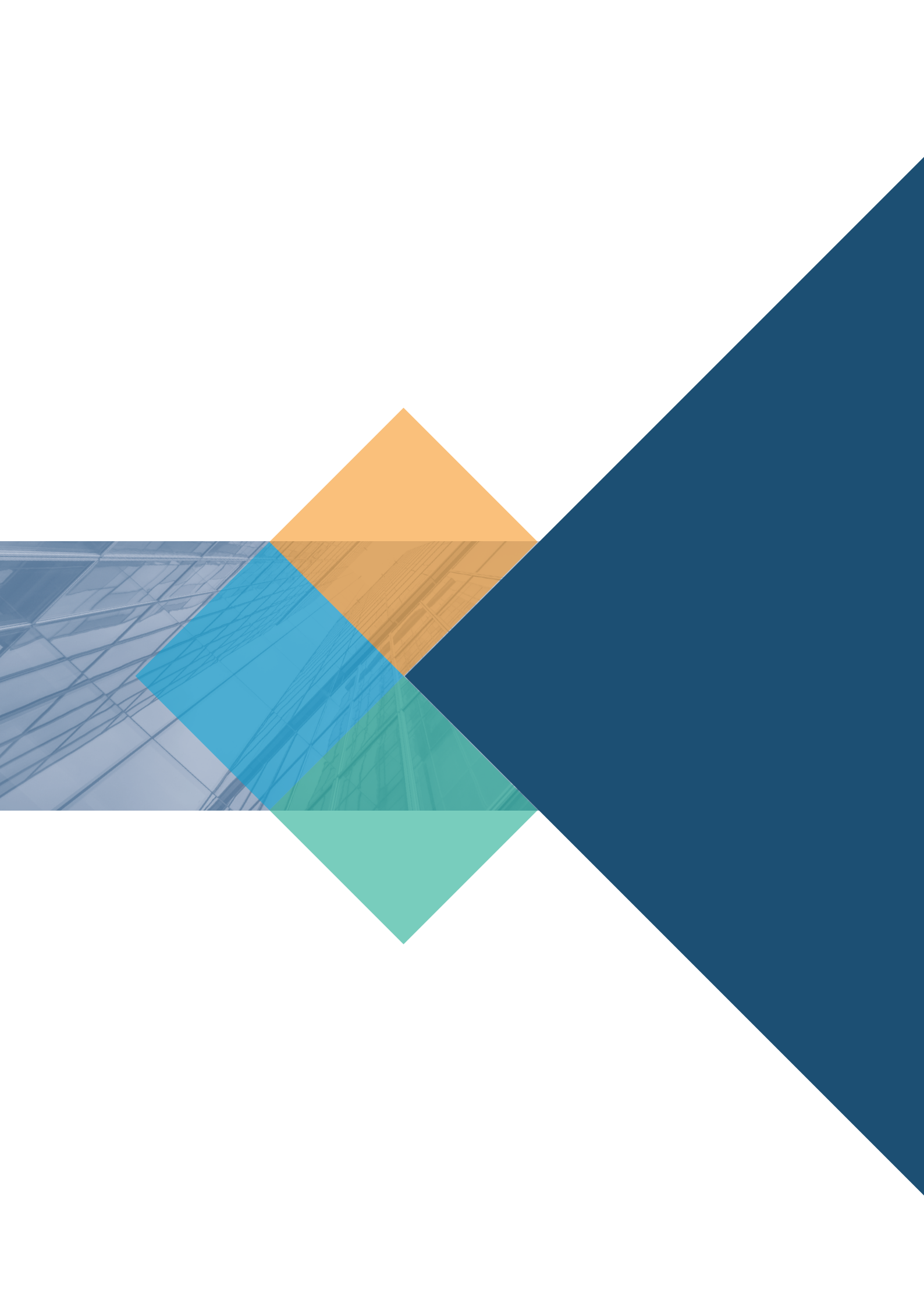
- la dimensione degli esercenti, necessaria per determinare la corretta applicazione degli obblighi regolatori (spesso progressivi con la dimensione dell’esercente);
- le prestazioni di qualità commerciale eseguite, il grado di rispetto degli standard e gli indennizzi erogati agli utenti, necessari a monitorare la qualità del servizio;
- i costi e i ricavi dell’attività di allacciamento di nuovi utenti, necessari per verificare che i ricavi derivanti dai corrispettivi di allacciamento (ed eventuali corrispettivi di salvaguardia, in caso di recesso anticipato) non siano superiori ai costi sostenuti dall’esercente;
- i prezzi praticati agli utenti, la tipologia di prezzo e il metodo di determinazione.

Nell’anno in corso è prevista anche l’integrazione di ulteriori dati e informazioni, relativi all’attività di misura e in particolare alle prestazioni eseguite sui misuratori di energia termica installati presso gli utenti.

Nel mese di settembre 2022, infine, è stata avviata la prima “Raccolta dati qualità tecnica telecalore – Anno di riferimento 2021” sul portale dell’Autorità, con la finalità di acquisire i dati e le informazioni in materia di sicurezza e continuità del servizio di telecalore. Tale raccolta, eseguita ai sensi della RQTT¹ (Regolazione della qualità tecnica del servizio di telecalore), ha coinvolto tutti gli esercenti l’attività di distribuzione di energia termica e si concentra, in particolare, su:

- diffusione della telegestione;
- efficienza termica delle reti;
- tipologia di tubazioni e fluido termovettore utilizzato;
- ispezioni delle reti e localizzazione delle dispersioni di fluido;
- monitoraggio della quantità di fluido reintegrato e della qualità di quello circolante nelle reti;
- chiamate di pronto intervento (numerosità e tipologia);
- interruzioni del servizio (cause, numerosità, utenti coinvolti e durata).

1 L’RQTT è l’allegato A alla delibera 17 dicembre 2019, 548/2019/R/tr.



CAPITOLO

8



**CICLO DEI RIFIUTI
URBANI E ASSIMILATI**

SETTORIALE

L'Autorità, nell'ambito delle competenze a essa attribuite nel settore dei rifiuti urbani dalla legge 27 dicembre 2017, n. 205, nel corso del 2022 ha proseguito il processo di costruzione del quadro regolatorio, attraverso un'impostazione innovativa, graduale e asimmetrica coerente con un assetto istituzionale multilivello e in grado di tenere conto degli elementi più significativi riscontrati nei diversi contesti.

Inoltre, nell'anno in parola si è assistito a un progressivo ampliamento delle competenze dell'Autorità nel settore dei rifiuti urbani, per effetto delle nuove attribuzioni assegnate dal legislatore nazionale in materia di definizione della componente perequativa a copertura dei costi di gestione dei rifiuti accidentalmente pescati (legge 17 maggio 2022, n. 60)¹, di standard tecnici e qualitativi delle attività di smaltimento e recupero (legge 5 agosto 2022, n. 118)², nonché di schemi tipo di bandi di gara (decreto legislativo 23 dicembre 2022, n. 201)³.

Ai fini dello sviluppo e del completamento del quadro regolatorio del settore, anche alla luce delle recenti nuove attribuzioni, l'Autorità:

- ha presentato i primi orientamenti per la predisposizione di uno schema tipo di contratto di servizio –obbligatorio per tutte le gestioni, imperniato sul modello di gestione integrata e strutturato secondo un approccio modulare che lo renda applicabile, con gli opportuni adattamenti, anche agli affidamenti di singole fasi del servizio –, nonché per l'introduzione di sistemi di perequazione nel settore dei rifiuti urbani, con particolare riferimento al meccanismo per la gestione dei rifiuti accidentalmente pescati e per la promozione del rispetto della gerarchia dei rifiuti;
- in materia di regolazione tariffaria, ha avviato il procedimento per la definizione delle regole e delle procedure per l'aggiornamento biennale della delibera 3 agosto 2021, 363/2021/R/rif⁴, ai fini della rideterminazione delle tariffe del servizio di gestione dei rifiuti urbani per le annualità 2024 e 2025;
- ha avviato i procedimenti per la definizione degli standard tecnici e qualitativi delle attività di smaltimento e recupero, nonché di schemi tipo di bandi di gara per l'affidamento del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani.

È proseguita, inoltre, l'attività istruttoria sulle predisposizioni tariffarie proposte dagli enti territorialmente competenti (di seguito: ETC)⁵, con riferimento al secondo periodo regolatorio 2022-2025 e agli anni 2020 e 2021. Tale attività ha visto gli Uffici impegnati in un'intensa interlocuzione con gli ETC per la corretta conclusione del procedimento. In questo ambito, sono stati altresì forniti supporto e chiarimenti alle parti coinvolte in risposta alle richieste in merito agli ulteriori profili regolatori, con particolare riferimento alla qualità⁶, e sono state adottate le relative delibere di approvazione. In tale ambito, sono state altresì gestite le richieste di intervento per il superamento di casi di inerzia dei gestori, offrendo supporto e chiarimenti alle parti coinvolte.

Nei paragrafi che seguono sono illustrati gli interventi e le principali attività svolte dall'Autorità nel settore dei rifiuti urbani nell'anno oggetto di analisi, in relazione a:

- assetti locali e rapporti istituzionali;

1 Legge 17 maggio 2022, n. 60, recante "Disposizioni per il recupero dei rifiuti in mare e nelle acque interne e per la promozione dell'economia circolare (legge «SalvaMare»)».

2 Legge 5 agosto 2022, n. 118, recante "Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021".

3 Decreto legislativo 23 dicembre 2022, n. 201, recante "Riordino della disciplina dei servizi pubblici locali di rilevanza economica".

4 Per maggiori dettagli sulla delibera 363/2021/R/rif e sul relativo allegato A (MTR-2), recante il metodo tariffario per il secondo periodo regolatorio 2022-2025, si rimanda al Capitolo 8 della *Relazione Annuale 2021*.

5 Ai sensi della regolazione tariffaria dell'Autorità, gli enti territorialmente competenti sono i soggetti istituzionali – ente di governo dell'ambito, laddove costituito e operativo, o, in caso contrario, la regione o la Provincia autonoma o altri enti competenti secondo la normativa vigente – responsabili della validazione del Piano economico-finanziario dell'ambito tariffario di competenza.

6 Si fa riferimento alla regolazione della qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani introdotta dalla delibera 18 gennaio 2021, 15/2022/R/rif, e dal relativo allegato A (TORIF). Per approfondimenti, si rimanda al Capitolo 8 della *Relazione Annuale 2021*.

- regolazione tariffaria;
- regolazione degli standard tecnici e qualitativi delle attività di smaltimento e recupero;
- definizione dello schema tipo di contratto di servizio e di bando di gara.

Assetti locali e rapporti istituzionali

Monitoraggio e governance degli assetti locali

Nel corso del 2022 sono proseguite le attività finalizzate a consolidare l'interlocuzione tecnico-istituzionale con tutti i livelli territoriali di governo titolari di competenze in materia di gestione dei rifiuti urbani, attraverso il Tavolo tecnico permanente con regioni e autonomie locali, istituito con la delibera 30 luglio 2019, 333/2019/A, con la finalità di promozione di un quadro di *governance* chiaro e affidabile e del perseguimento dell'obiettivo OS.20 "Promuovere strumenti per supportare il riordino degli assetti del settore ambientale", di cui alla delibera 13 gennaio 2022, 2/2022/A, recante il Quadro strategico 2022-2025 dell'Autorità.

Come già illustrato nella precedente *Relazione Annuale*, secondo quanto previsto dalla citata 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 gestione del servizio integrato dei rifiuti urbani;
- 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;
- individuare forme di confronto con le regioni e le autonomie locali nei casi in cui la richiamata normativa lo preveda espressamente;
- 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;
- accompagnare la transizione, sull'intero territorio nazionale, da tassa a tariffa per lo svolgimento del servizio di gestione dei rifiuti urbani.

Nello specifico, sulla base del coordinamento tecnico assicurato dalla Divisione Ambiente, il Tavolo si è concentrato – anche al fine di acquisire utili elementi per l'azione regolatoria e in considerazione dei rilievi presentati nelle comunicazioni di taluni soggetti territoriali all'Autorità – sull'attività di monitoraggio degli assetti locali, con riferimento alle seguenti principali tematiche:

- determinazioni in materia di tariffe di accesso agli impianti di trattamento e relative trasmissioni all'Autorità, ai sensi delle disposizioni di cui all'art. 7 della delibera 363/2021/R/rif (MTR-2);
- determinazione dei costi efficienti per la gestione della raccolta differenziata, del trasporto, nonché delle operazioni di cernita o di altre operazioni preliminari, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 3 agosto 2021, 364/2021/R/rif;

- definizione dei meccanismi di perequazione connessi al rispetto della gerarchia dei rifiuti e al recupero dei rifiuti accidentalmente pescati, secondo gli orientamenti espressi nel documento di consultazione 22 novembre 2022, 611/2022/R/rif;
- predisposizione di uno schema tipo di contratto di servizio per la regolazione dei rapporti fra ente affidante e gestore del servizio di gestione dei rifiuti urbani, secondo i primi orientamenti espressi nel documento di consultazione 29 novembre 2022, 643/2022/R/rif.

Nelle diverse riunioni del Tavolo sono stati approfonditi, tra l'altro, i profili legati alle diverse modalità organizzative e gestionali definite dalle amministrazioni competenti nelle diverse aree del Paese. Con riferimento a tali profili e nell'ottica di analizzare gli assetti locali del servizio e i processi decisionali di competenza territoriale, la Divisione Ambiente ha altresì accolto la richiesta delle regioni e/o delle associazioni rappresentative delle autonomie locali e degli enti di governo dell'ambito di organizzare incontri tecnici, al fine di fornire ai soggetti territoriali interessati chiarimenti in merito a eventuali dubbi applicativi sulla regolazione in materia di gestione dei rifiuti urbani.

Collaborazione con altre istituzioni

Tavolo tecnico istituzionale per il PNGR

L'art. 2, comma 1, del decreto legislativo 3 settembre 2020, n. 116 ha introdotto, alla parte quarta del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, l'art. 198-*bis*, che prevede la predisposizione e l'approvazione, da parte del Ministero della transizione ecologica – MiTE (ora Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica – MASE), del Programma nazionale per la gestione dei rifiuti (PNGR), in conformità alle previsioni di cui alla direttiva 2018/851/UE, precisando che il suddetto Programma determina i macro-obiettivi, i criteri e le linee strategiche cui le regioni e le province autonome devono attenersi nella elaborazione dei Piani regionali di gestione dei rifiuti di cui all'art. 199 del citato decreto legislativo n. 152/2006. I contenuti del Programma sono definiti ai commi 3 e 4 del richiamato art. 198-*bis*.

Successivamente, il Piano nazionale di ripresa e resilienza, definitivamente approvato con decisione di esecuzione del Consiglio il 13 luglio 2021, ha individuato, tra le tre riforme settoriali relative all'"Economia circolare e agricoltura sostenibile" (Missione 2, Componente 1), la definizione del PNGR, rafforzandone la sua centralità per il settore dei rifiuti e fissandone il termine per l'adozione nel 30 giugno 2022 (traguardo M2C1 – 13 della riforma 1.2).

Ai fini della redazione del previsto Programma, il MiTE ha istituito, a novembre 2020, un apposito Tavolo tecnico istituzionale, ai cui lavori sono stati chiamati a partecipare l'Autorità, ISPRA, regioni e province autonome, ANCI e l'allora Ministero dello sviluppo economico, prevedendo incontri periodicamente convocati per analizzare e discutere di specifici aspetti. Nel corso di tali interlocuzioni, è emersa l'esigenza di integrare la prima proposta di PNGR – pubblicata a marzo 2022 nell'ambito della procedura di valutazione ambientale strategica (VAS) – con la descrizione della tassonomia ARERA degli impianti di trattamento dei rifiuti urbani introdotta con l'approvazione del Metodo tariffario rifiuti per il secondo periodo regolatorio 2022-2025 (MTR-2) (di cui alla delibera 3 agosto 2021, 363/2021/R/rif), nonché dei relativi adempimenti richiesti alle regioni. Infatti, le attività individuate nel PNGR come necessarie per l'elaborazione dei Piani regionali, in particolare l'analisi dei flussi di produzione e

gestione dei rifiuti urbani, a supporto della pianificazione per tracciare i rifiuti e colmare i *gap* impiantistici, oltre che costituire, secondo il PNGR, uno strumento *ex ante* "essenziale per la pianificazione regionale con cui descrivere la situazione attuale, stimare il *gap* impiantistico e formulare scenari alternativi di evoluzione del sistema per tutte le tipologie di rifiuti", sono state altresì valutate come un'azione funzionale e sinergica alla ricognizione e alla classificazione degli impianti di trattamento, richieste da ARERA secondo la tassonomia che classifica gli impianti di chiusura del ciclo in integrati (gestiti dall'operatore incaricato del servizio di igiene urbana), minimi e aggiuntivi, e ai connessi adempimenti ai sensi dell'MTR-2, con specifico riferimento alla determinazione delle tariffe di accesso per il trattamento dei rifiuti conferiti.

In linea con le tempistiche indicate dal PNRR, il MiTE ha adottato i decreti di approvazione, rispettivamente, della Strategia nazionale per l'economia circolare (decreto ministeriale 24 giugno 2022, n. 259) e del Programma nazionale per la gestione dei rifiuti (decreto ministeriale 24 giugno 2022, n. 257).

Il Programma nazionale per la gestione dei rifiuti ha valenza per gli anni dal 2022 al 2028, dovendo essere aggiornato almeno ogni sei anni, fatta salva la possibilità di anticiparne la revisione a seguito di modifiche normative, organizzative e tecnologiche intervenute nello scenario nazionale e sovranazionale. Il Programma medesimo prevede, inoltre, un monitoraggio allo scopo di misurare l'andamento dell'azione pianificatoria, ossia di verificare lo stato di attuazione delle indicazioni contenute nel PNGR e valutare l'efficacia degli obiettivi conseguiti al fine di proporre azioni correttive per un eventuale adeguamento. I lavori del citato Tavolo istituzionale istituito presso il MASE, pertanto, proseguono anche nella fase di attuazione e monitoraggio del PNGR.

Contributo all'implementazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza per le linee di investimento M2C1 – I1.1 e M2C1 – I1.2

In data 28 settembre 2021, l'allora Ministro della transizione ecologica ha adottato due decreti relativi all'approvazione dei criteri di selezione dei progetti per l'assegnazione delle risorse finanziarie previste per l'attuazione degli interventi del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) in relazione alla Missione 2, "Rivoluzione verde e transizione ecologica", Componente 1, "Economia circolare e agricoltura sostenibile", funzionali a "colmare il *gap* impiantistico nel settore della gestione dei rifiuti urbani e speciali che, allo stato, ostacola lo sviluppo di filiere circolari":

- il decreto ministeriale n. 396, per la realizzazione di nuovi impianti di gestione dei rifiuti e l'ammodernamento di impianti esistenti, nell'ambito dell'investimento 1.1 (1.500.000.000 euro);
- il decreto ministeriale n. 397, per la realizzazione di progetti "faro" di economia circolare, nell'ambito dell'investimento 1.2 (600.000.000 euro);

destinando contestualmente il 60% delle risorse a interventi da realizzarsi nelle regioni del Centro e del Sud Italia e individuando la data del 30 giugno 2026 come termine ultimo per il completamento e il collaudo degli interventi oggetto delle proposte. Al fine della indizione delle procedure a evidenza pubblica, il Ministero, in data 15 ottobre 2021, ha emanato i relativi avvisi aventi a oggetto proposte per il finanziamento di interventi rientranti nelle seguenti aree tematiche, in conformità rispettivamente a:

- decreto ministeriale n. 396 (1.1 – M2C1):
 - Linea d'intervento A: miglioramento e meccanizzazione della rete di raccolta differenziata dei rifiuti urbani;

- Linea d'intervento B: ammodernamento (anche con ampliamento di impianti esistenti) e realizzazione di nuovi impianti di trattamento/riciclo dei rifiuti urbani provenienti dalla raccolta differenziata;
- Linea d'intervento C: ammodernamento (anche con ampliamento di impianti esistenti) e realizzazione di nuovi impianti innovativi di trattamento/riciclaggio per lo smaltimento di materiali assorbenti a uso personale (PAD), i fanghi di acque reflue, i rifiuti di pelletteria e i rifiuti tessili;
- decreto ministeriale n. 397 (1.2 – M2C1):
 - Linea d'intervento A: ammodernamento (anche con ampliamento di impianti esistenti) e realizzazione di nuovi impianti per il miglioramento della raccolta, della logistica e del riciclo dei rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche c.d. RAEE, comprese pale di turbine eoliche e pannelli fotovoltaici;
 - Linea d'intervento B: ammodernamento (anche con ampliamento di impianti esistenti) e realizzazione di nuovi impianti per il miglioramento della raccolta, della logistica e del riciclo dei rifiuti in carta e cartone;
 - Linea d'intervento C: realizzazione di nuovi impianti per il riciclo dei rifiuti plastici (attraverso riciclo meccanico, chimico, "Plastic Hubs"), compresi i rifiuti di plastica in mare (*marine litter*);
 - Linea d'intervento D: infrastrutturazione della raccolta delle frazioni di tessili pre-consumo e *post* consumo, ammodernamento dell'impiantistica e realizzazione di nuovi impianti di riciclo delle frazioni tessili in ottica sistemica c.d. "Textile Hubs".

Nel corso del 2022, alla luce dei citati decreti ministeriali, l'Autorità è stata chiamata a prendere parte alle due Commissioni di ammissione e di valutazione delle proposte, insieme alle altre istituzioni coinvolte (MiTE – ora MASE – ISPRA, ENEA, Conferenza delle regioni e delle province Autonome).

Con riferimento all'investimento 1.2, Missione 2, Componente 1 del PNRR (progetti "faro" di economia circolare), nel corso del secondo semestre 2022, l'Autorità ha fornito, nell'ambito della Commissione, il proprio contributo all'esame e alla valutazione, sulla base dei criteri individuati nel decreto ministeriale n. 397, di:

- 73 proposte per la linea d'intervento A;
- 76 proposte per la linea d'intervento B;
- 134 proposte per la linea d'intervento C;
- 25 proposte per la linea d'intervento D;

presentate da imprese dedite prevalentemente, ai sensi dei relativi avvisi, alla produzione di beni o di servizi, ad attività di trasporto o attività ausiliarie alle precedenti. L'attribuzione dei punteggi per la stesura della graduatoria si è basata su criteri di selezione, definiti dal citato decreto ministeriale n. 397, suddivisi in due macrocategorie differentemente ponderate: i) criteri di valutazione della proposta (peso complessivo 70%); ii) criteri di valutazione del Soggetto proponente (peso complessivo 30%). Nello specifico, i criteri di valutazione della proposta premiavano i contributi attesi in termini di:

- incremento della quantità di materia recuperata/riciclata funzionale al conseguimento dei *target* di economia circolare;
- innovazione, sostenibilità e durabilità dell'intervento attraverso l'adozione di tecnologie consolidate non obsolete anche con riferimento alla minimizzazione dell'impatto ambientale, nonché al grado di replicabilità delle proposte al fine di rafforzare lo sviluppo complessivo del settore di riferimento;
- apporto all'integrazione orizzontale e/o verticale tra imprese attraverso l'implementazione di soluzioni di rete finalizzate all'ottimizzazione della filiera di raccolta/logistica e riciclo/riutilizzo del rifiuto e potenziamento anche indiretto sui sistemi di raccolta esistenti;

nonché il grado di:

- congruità, attendibilità e fattibilità del piano finanziario, anche mediante un'analisi controfattuale;
- congruità e attendibilità del cronoprogramma dell'intervento, anche considerando lo stato di avanzamento del livello di progettazione e la presenza di eventuali autorizzazioni ambientali e/o verifiche di assoggettabilità alle stesse, per i casi previsti dalla normativa ambientale, nonché di tutte le ulteriori necessarie autorizzazioni, valorizzando altresì l'eventuale riduzione dei tempi rispetto alla scadenza fissata dal PNRR al 1° semestre 2026.

I criteri di valutazione del Soggetto proponente miravano a misurarne la capacità economico-finanziaria e tecnico-organizzativa.

Sulla base delle proposte formulate dalla Commissione di graduatoria degli interventi finanziabili per ciascuna linea di intervento, in data 29 dicembre 2022, sono stati infine adottati dal Capo Dipartimento sviluppo sostenibile del MASE i decreti dipartimentali nn. 209, 210, 211 e 212 di approvazione della graduatoria definitiva delle proposte ammesse a finanziamento. Le proposte selezionate mirano, nel complesso, a sostenere l'innovazione e il miglioramento della rete di raccolta differenziata, compresa la digitalizzazione dei processi e della logistica, e degli impianti di trattamento/riciclo nei settori produttivi individuati nel Piano d'azione per l'economia circolare varato dall'UE, con l'obiettivo specifico di contribuire al raggiungimento dei seguenti *target*:

- riciclo del 55% dei rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE);
- riciclo dell'85% nell'industria della carta e del cartone;
- riciclo del 65% dei rifiuti plastici (attraverso riciclaggio meccanico, chimico, "Plastic Hubs");
- 100% di recupero nel settore tessile, tramite "Textile Hubs".

Analogamente, con riferimento all'investimento 1.1, Missione 2, Componente 1 del PNRR ("Interventi per la raccolta differenziata e gli impianti di gestione dei rifiuti"), a partire dal secondo semestre 2022, l'Autorità ha fornito il proprio contributo, nell'ambito della Commissione all'uopo nominata, per l'esame e la valutazione, sulla base dei criteri individuati nel decreto ministeriale n. 396, di:

- 2.929 proposte per la linea d'intervento A;
- 509 proposte per la linea d'intervento B;
- 215 proposte per la linea d'intervento C;

presentate da Enti di governo d'ambito territoriale ottimale (EGATO) o, laddove questi non fossero costituiti o operativi, comuni (operanti singolarmente o nella forma associativa tra comuni), potendo avvalersi anche dei gestori incaricati del servizio rifiuti igiene urbana (e/o del servizio idrico integrato per le proposte afferenti alla linea C). L'attribuzione dei punteggi per la stesura della graduatoria si è basata su criteri di selezione, definiti dal citato decreto n. 396, che premiavano i risultati attesi in termini di, rispettivamente:

- Linea A (finanziamento massimo erogabile per ciascuna proposta pari a 1.000.000 euro):
 - impatto, sia in termini di incidenza della popolazione interessata dall'intervento rispetto alla popolazione residente nel pertinente territorio, sia in termini di incremento previsto dell'indice percentuale di raccolta differenziata al 2026 rispetto al valore 2019;
 - congruità e attendibilità del cronoprogramma dell'intervento rispetto alla capacità operativa e amministrativa di realizzare il progetto, anche considerando lo stato di avanzamento del livello di progettazione, valorizzando inoltre l'eventuale riduzione dei tempi rispetto alla scadenza fissata dal PNRR al 1° semestre 2026;

- sostenibilità e durabilità del progetto attraverso la scelta di tecnologie consolidate non obsolete, considerando altresì l’inserimento nell’ambito urbanistico e ambientale, anche attraverso l’utilizzo di sistemi automatizzati e/o di videosorveglianza mediante l’utilizzo di energie rinnovabili;
- apporto anche indiretto alla risoluzione delle infrazioni individuate dall’UE (in materia di riduzione delle discariche abusive) e sinergie con altri piani settoriali;
- congruità e attendibilità del quadro economico dell’intervento;
- Linea B e linea C (finanziamento massimo erogabile per ciascuna proposta rispettivamente pari a 40.000.000 e 10.000.000 euro):
 - impatto, sia in termini di incidenza della popolazione interessata dall’intervento rispetto alla popolazione residente non già servita da analoghi impianti di trattamento, sia in termini di tonnellate trattabili dall’impianto rispetto alla quantità di rifiuti, del medesimo genere, prodotta e non già trattata nel pertinente territorio, contribuendo efficacemente al conseguimento dei *target* di economia circolare;
 - congruità e attendibilità del cronoprogramma dell’intervento rispetto alla capacità operativa e amministrativa di realizzare il progetto, anche considerando lo stato di avanzamento del livello di progettazione, valorizzando inoltre l’eventuale riduzione dei tempi rispetto alla scadenza fissata dal PNRR al 1° semestre 2026;
 - contributo al superamento dei *gap* impiantistici e alla risoluzione, anche indiretta, delle infrazioni individuate dall’UE (in materia di riduzione delle discariche abusive), valorizzando opportunamente gli interventi localizzati in territori caratterizzati da un maggiore *deficit* impiantistico;
 - sostenibilità e durabilità del progetto attraverso la scelta di tecnologie consolidate non obsolete, caratterizzate altresì da risparmio energetico, riduzione degli scarti medi di produzione, incremento dell’efficacia di riciclaggio rispetto a impianti standard di settore, valorizzando inoltre la realizzazione delle opere su aree industriali dismesse o da riqualificare;
 - congruità e attendibilità del quadro economico dell’intervento.

Sulla base delle proposte formulate dalla Commissione di graduatoria degli interventi finanziabili per ciascuna linea di intervento, in data, rispettivamente, 2 e 21 dicembre 2022, sono stati adottati dal Capo Dipartimento sviluppo sostenibile del MASE i decreti dipartimentali nn. 198 e 206 di approvazione della graduatoria definitiva delle proposte ammesse a finanziamento per le linee di intervento B e C, mentre alla data di redazione del presente Volume risulta ancora in corso di pubblicazione la graduatoria definitiva per la linea di intervento A (in data 19 gennaio 2023 è stata pubblicata, ai fini di trasparenza amministrativa e di avvio delle procedure di verifica, una proposta di graduatoria preliminare non vincolante).

A fronte delle criticità riscontrate in termini di inadeguatezza, in relazione ai nuovi sfidanti obiettivi europei di riciclo, dei sistemi di raccolta differenziata, di carenza impiantistica per il trattamento e la valorizzazione delle frazioni organiche e di altri flussi di rifiuti e di necessità di ammodernamento degli impianti di trattamento esistenti, con persistenti divari regionali da colmare tra Nord e Centro-Sud, le proposte selezionate mirano a ridurre l’obsolescenza degli attuali sistemi di gestione dei rifiuti, principalmente attraverso il potenziamento e la meccanizzazione della rete di raccolta differenziata, anche attraverso interventi di digitalizzazione, nonché mediante la realizzazione o l’ammodernamento di impianti di trattamento e riciclo per specifiche tipologie di rifiuti.

Tariffe

Nei successivi paragrafi viene fornita una descrizione sintetica delle attività svolte dall'Autorità in materia di regolazione tariffaria, con particolare riguardo alla definizione delle modalità attuative del Metodo tariffario rifiuti per il secondo periodo regolatorio 2022-2025 (MTR-2⁷), soprattutto per quanto attiene alla regolazione delle tariffe di trattamento e all'applicazione del Metodo medesimo attraverso la raccolta, l'istruttoria e l'approvazione delle predisposizioni tariffarie per il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani e per i servizi di trattamento oggetto di regolazione.

Aspetti applicativi del Metodo tariffario rifiuti per il secondo periodo regolatorio MTR-2

Con la determina 22 aprile 2022, 1/2022 – DRIF, e la delibera 17 gennaio 2023, 9/2023/R/rif, l'Autorità ha completato il processo di predisposizione dei provvedimenti per l'attuazione dell'MTR-2 con riferimento alla regolazione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento.

Con la determina 1/2022 – DRIF l'Autorità ha, in primo luogo, precisato una serie di aspetti applicativi del Metodo tariffario rifiuti per il secondo periodo regolatorio 2022-2025, in coerenza con i chiarimenti forniti con la determina 4 novembre 2021, 2/2021 – DRIF⁸, relativamente a:

- le regole per la quantificazione dei costi relativi al trattamento dei flussi assoggettati a regolazione degli impianti di chiusura del ciclo "minimi" e degli impianti "intermedi", anche nei casi di avvicendamento gestionale e di entrata in funzione di impianti di nuova costituzione;
- le modalità di riconoscimento di talune specifiche voci di costo, quali gli oneri di *leasing* operativo e finanziario e gli eventuali costi di capitale e operativi, anche di natura previsionale, per la gestione *post* operativa delle discariche autorizzate;
- la possibilità di rimodulazione, nell'arco del periodo regolatorio e nel rispetto del limite annuale di crescita delle tariffe di accesso per ciascun anno, degli oneri in eccesso al medesimo limite per una specifica annualità, qualora tali costi siano validati dall'organismo competente⁹ e ritenuti dallo stesso necessari al mantenimento dell'equilibrio economico-finanziario e al perseguimento di specifici obiettivi programmati.

In secondo luogo, l'Autorità ha approvato gli schemi tipo degli atti costituenti la proposta tariffaria per gli impianti di trattamento dei flussi assoggettati a regolazione, ossia il Piano economico-finanziario quadriennale, la relazione di accompagnamento e la dichiarazione di veridicità del gestore, nonché le modalità operative per la loro trasmissione tramite apposita procedura informatizzata via web, in un'area *extranet* dedicata, in modo simile a quanto già previsto per le predisposizioni relative al servizio integrato.

⁷ Si ricorda che l'MTR-2 è stato introdotto con la delibera 3 agosto 2021, 363/2021/R/rif, di cui costituisce l'allegato A.

⁸ Per maggiori dettagli sulla determina 2/2021 – DRIF si rimanda al Capitolo 8 della *Relazione Annuale* 2021.

⁹ Ai sensi della regolazione tariffaria dell'Autorità, l'organismo competente è l'ente territorialmente competente (al quale il gestore trasmette il Piano economico-finanziario ai fini della determinazione delle entrate tariffarie di riferimento), ovvero il soggetto competente, rappresentato dalla regione o da un altro ente dalla medesima individuato (al quale viene trasmesso il Piano economico-finanziario ai fini della determinazione delle tariffe di accesso agli impianti di chiusura del ciclo "minimi", ovvero agli impianti "intermedi" da cui provengano flussi indicati come in ingresso a impianti di chiusura del ciclo "minimi").

Approvazioni tariffarie ai sensi del Metodo tariffario rifiuti

Predisposizioni tariffarie relative al servizio integrato

Con riferimento al servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, nella prima metà del 2022 è proseguita l'attività di istruttoria e approvazione delle predisposizioni tariffarie relative alle annualità 2020 e 2021 (anni in cui vigeva il primo metodo tariffario, MTR¹⁰), che ha interessato sia Comuni di dimensione significativa (in termini di popolazione residente), sia realtà di minori dimensioni, queste ultime prevalentemente inserite all'interno di bacini di affidamento del servizio costituiti da una pluralità di Comuni¹¹.

L'istruttoria e approvazione dei Piani economico-finanziari quadriennali relativi al periodo 2022-2025¹² ha preso avvio, invece, nella seconda parte dell'anno: come già accaduto nei due anni precedenti, infatti, nel 2022 una serie di interventi¹³ del legislatore ha posticipato il termine per l'approvazione della TARI, fissandone la scadenza, da ultimo, al 31 agosto 2022.

Per tale ragione, la trasmissione della documentazione sul portale *extranet* dell'Autorità da parte degli ETC, avviata il 12 aprile 2022¹⁴, si è distribuita tra i mesi centrali dell'anno, a partire da maggio e fino a settembre.

Nel complesso, per quanto concerne il Piano economico-finanziario per il periodo 2022-2025, l'Autorità ha ricevuto le predisposizioni tariffarie relative a 5.863 ambiti tariffari¹⁵ – di cui 5.837 comunali e 26 pluricomunali – per un totale di circa 51,6 milioni di abitanti serviti. La quota di popolazione interessata dalle suddette proposte coincide o si avvicina al 100% per le regioni Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Liguria, Puglia, Toscana, Umbria, Valle d'Aosta e Veneto; si attesta appena al di sopra del 90% per Basilicata e Lombardia; sopra all'80% per Lazio, Marche, Piemonte e Sicilia. Per tutte le restanti regioni la quota di popolazione interessata è attorno al 70%, fatta eccezione per la Calabria, per cui è di poco inferiore al 50%. La Provincia autonoma di Bolzano, infine, risulta inadempiente.

La trasmissione è stata effettuata da 2.542 ETC, di cui 2.474 (97% del totale) operano per un singolo Comune, mentre i restanti 68 svolgono le relative funzioni per più Comuni; tra questi, i maggiori 20 hanno presentato proposte per 2.262 ambiti tariffari, corrispondenti al 38,5% delle predisposizioni complessivamente ricevute. In proposito si osserva una graduale entrata in operatività di taluni enti sovracomunali in specifiche aree del Paese.

10 Delibera 31 ottobre 2019, 443/2019/R/rif, e relativo allegato A.

11 In proposito, si ricorda che, anche nel caso di un bacino di affidamento che interessi una pluralità di territori comunali, ciascun Comune si qualifica, ai sensi dell'MTR e dell'MTR-2, come un ambito tariffario (ambito monocomunale), fatta eccezione per il caso in cui in tutti i Comuni del bacino si applichi la medesima tariffa (ambito pluricomunale).

12 Come descritto nella precedente *Relazione Annuale* dell'Autorità, la previsione di un Piano economico-finanziario quadriennale, finalizzata a promuovere un allineamento virtuoso, nel medio periodo, dei cicli economico-finanziari con le programmazioni di competenza regionale per la gestione dei flussi e lo sviluppo delle infrastrutture ambientali, è stata una delle principali novità dell'MTR-2: il Piano 2022-2025 rappresenta, perciò, la prima predisposizione su base pluriennale operata dai gestori del ciclo integrato e dai relativi enti territorialmente competenti.

13 Con il decreto legge 30 dicembre 2021, n. 228, come modificato dal decreto legge 17 maggio 2022, n. 50 (e, in particolare, l'art. 3, comma 5-*quinquies* del decreto legge 30 dicembre 2021, n. 228, convertito dalla legge 25 febbraio 2022, n. 15, e art. 43, comma 11, del decreto legge 17 maggio 2022, n. 50, convertito dalla legge 15 luglio 2022, n. 91), si prevede che, a decorrere dall'anno 2022, i Comuni – in deroga all'art. 1, comma 683, della legge 27 dicembre 2013, n. 147 – possano approvare i Piani finanziari del servizio di gestione dei rifiuti urbani, le tariffe e i regolamenti della TARI e della tariffa corrispettiva entro il 30 aprile di ciascun anno, fatte salve eventuali proroghe che posticipino i termini per l'approvazione del bilancio di previsione a una data successiva al 30 aprile; nel qual caso anche i termini per l'approvazione dei Piani economico-finanziari e delle tariffe sono posticipati. In secondo luogo, proprio alcuni provvedimenti di proroga delle scadenze per l'approvazione del bilancio di previsione, approvati nel corso dell'anno, hanno determinato la posticipazione della scadenza alla data del 31 agosto.

14 Comunicato dell'Autorità 12 aprile 2022, "Raccolta dati: Tariffa Rifiuti 2022-2025".

15 I dati riportati sono aggiornati al 6 marzo 2023.

Per 125 ambiti tariffari, ossia in poco più del 2% dei casi, il relativo ente territorialmente competente ha dichiarato di avere provveduto alla predisposizione del Piano economico-finanziario per il periodo 2022-2025 sulla base degli elementi conoscitivi a disposizione, in un'ottica di tutela degli utenti, ossia determinando le entrate tariffarie in modo da escludere incrementi dei corrispettivi all'utenza finale¹⁶.

Come premesso, l'attività di istruttoria e approvazione delle predisposizioni tariffarie svolta dall'Autorità ha riguardato, nella prima metà del 2022, i Piani economico-finanziari 2020 e 2021, per poi includere, a partire dalla seconda metà dell'anno, anche i Piani quadriennali 2022-2025. Le interlocuzioni con gli ETC sono divenute più articolate, per assicurare l'adeguata valutazione delle componenti tariffarie previste dall'MTR e dall'MTR-2. In particolare, sono di frequente stati oggetto di ulteriori approfondimenti:

- la rendicontazione e l'intercettazione degli effetti già considerati nei casi di valorizzazione, nel 2020 e (ove siano stati impiegati i relativi dati di bilancio) nel 2021, delle componenti di costo di natura previsionale previste dall'MTR, ossia i costi operativi incentivanti e le componenti COV e COS legate all'emergenza pandemica;
- la valorizzazione di componenti di costo di natura previsionale per il periodo 2022-2025, con particolare attenzione alle componenti di nuova introduzione a opera dell'MTR-2, ossia le componenti CQ, che permettono il riconoscimento anticipato degli eventuali oneri attesi per l'adeguamento agli standard definiti dal TQRIF di cui alla delibera 18 gennaio 2022, 15/2022/R/rif, e le componenti CO116, a copertura degli scostamenti attesi rispetto ai costi effettivi dell'anno di riferimento, riconducibili alle novità normative introdotte con il decreto legislativo 3 settembre 2020, n. 116, in materia di qualificazione dei rifiuti come "rifiuti urbani" e di facoltà di uscita, per le utenze non domestiche, dal servizio pubblico di gestione dei rifiuti urbani;
- la composizione delle componenti di conguaglio RCtot;
- la stratificazione dei cespiti rilevanti per l'erogazione del servizio integrato, anche alla luce delle regole introdotte dal titolo VI dell'MTR-2 in materia di tariffe di accesso agli impianti di trattamento;
- il rinvio alle annualità successive, comunque entro il periodo regolatorio, delle quote di costo eccedenti il limite alla crescita annuale delle entrate tariffarie in una specifica annualità, e la rimodulazione, entro o oltre il periodo regolatorio, delle componenti di conguaglio.

La tavola 8.1 sintetizza le principali informazioni sulle predisposizioni tariffarie approvate dall'Autorità con riferimento ai tre Piani economico-finanziari 2020, 2021 e 2022-2025¹⁷: per il 2020, la quota di popolazione interessata dall'approvazione del Piano economico-finanziario per il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani è pari a circa 12,5 milioni di abitanti; il corrispondente dato per il 2021 è di poco superiore a 10,5 milioni di abitanti. Infine, quasi 6 milioni di abitanti sono interessati dall'approvazione dei Piani economico-finanziari relativi a tutte le annualità del primo e del secondo periodo regolatorio.

Il numero di ambiti tariffari si avvicina a 400 per il 2020, mentre quello dei Comuni che afferiscono a tali ambiti è prossimo a 500. I corrispondenti dati per il 2021 mostrano poco più di 300 ambiti tariffari e 400 Comuni, mentre per il 2022 gli ambiti sono poco meno di 70 e i Comuni afferenti sono quasi 170.

I gestori per cui una o più predisposizioni tariffarie sono state approvate sono quasi 440 per il 2020, circa 340 per il 2021 e 80 per il 2022-2025.

¹⁶ Cfr. art. 9.3 della delibera 363/2021/R/rif.

¹⁷ I dati riportati sono aggiornati al 21 marzo 2023.

TAV. 8.1 Stato delle approvazioni delle predisposizioni tariffarie 2020, 2021 e 2022-2025

ANNUALITÀ DI RIFERIMENTO DEL PEF	NUMERO ENTI TERRITORIALMENTE COMPETENTI	NUMERO AMBITI TARIFFARI	NUMERO GESTORI	POPOLAZIONE SERVITA (MILIONI DI AB.)	NUMERO COMUNI SERVITI
2020	63	376	436	12,4	476
2021	39	303	337	10,6	403
2022	17	68	81	5,8	168
2023	17	68	79	5,8	168
2024	17	68	77	5,8	168
2025	17	68	77	5,8	168

Fonte: ARERA.

Per quanto concerne la dimensione, in termini di popolazione servita, degli ambiti tariffari oggetto di approvazione la tavola 8.2 illustra come per il 2020 e il 2021 più dell'80% degli ambiti abbia meno di 50.000 abitanti, poco meno del 15% abbia una popolazione compresa tra 50.000 abitanti e 200.000 abitanti, e meno del 5% una popolazione superiore a 200.000 abitanti. Per il 2022, le quote corrispondenti alle tre classi dimensionali sopra menzionate valgono, rispettivamente, 70%, 20% e 10%.

TAV. 8.2 Dimensione, in termini di popolazione, degli ambiti tariffari oggetto di approvazione

CLASSE DIMENSIONALE (ABITANTI)	ANNUALITÀ 2020	ANNUALITÀ 2021	ANNUALITÀ 2022-2025
Fino a 50.000	316	251	47
Da 50.001 a 200.000	48	42	14
Più di 200.000	12	10	7
TOTALE	376	303	68

Fonte: ARERA.

Predisposizioni tariffarie relative alle tariffe di accesso agli impianti di trattamento

L'Autorità ha richiesto alle regioni e alle province autonome le informazioni impiegate per l'individuazione degli impianti di chiusura del ciclo "minimi" e di quelli "intermedi" da cui provengano flussi indicati come in ingresso a impianti di chiusura del ciclo "minimi", nonché dei relativi flussi di rifiuti oggetto di regolazione tariffaria e della classificazione degli stessi in flussi di prossimità e non. Con la medesima comunicazione, l'Autorità ha richiesto agli stessi soggetti l'indicazione dell'organismo competente alla validazione e alla trasmissione delle predisposizioni tariffarie, rappresentato proprio dalla regione, o da un altro ente dalla stessa individuato.

In 9 Regioni e una Provincia autonoma si è provveduto a deliberare sull'individuazione degli impianti "minimi" (e degli afferenti impianti "intermedi") mediante un atto formale della Giunta regionale/provinciale. Un'ulteriore Regione ha demandato la valutazione agli enti di governo dell'ambito in essa costituiti, alcuni dei quali hanno provveduto attraverso propri atti formali. Nelle altre Regioni e nella restante Provincia autonoma, l'individuazione risulta essere stata effettuata a livello tecnico, sulla base delle valutazioni e delle decisioni prese dai competenti Uffici regionali/provinciali. In caso di mancata comunicazione all'Autorità, tutti gli impianti di chiusura del ciclo (diversi da quelli gestiti dall'operatore integrato) localizzati nel territorio di pertinenza sono da intendersi qualificati come "aggiuntivi".

Con riferimento all'individuazione dell'organismo competente alla validazione delle proposte tariffarie:

- 4 Regioni hanno indicato la Regione medesima, in uno dei casi nelle more dell'entrata in operatività di un ente di governo regionale;
- una Regione ha segnalato la recente introduzione di una disciplina degli enti di governo dell'ambito, che attribuisce a tali soggetti la qualifica di organismi competenti, ma sembra trattenere temporaneamente le competenze di raccolta e validazione delle predisposizioni tariffarie;
- 8 Regioni hanno attribuito le funzioni di organismo competente a enti di governo dell'ambito già costituiti e operativi (in un caso l'operatività dell'ente d'ambito è molto recente);
- una Regione ha distribuito le competenze agli enti di governo dell'ambito e alla Regione stessa in relazione all'impianto, mentre un'altra ha stabilito che la funzione di organismo competente sia svolta dall'Autorità competente all'approvazione del progetto dell'impianto (differente secondo tipologia di impianto).

Nei restanti casi non è stata data indicazione specifica ed esaustiva in merito all'individuazione dell'organismo competente, oppure è stato comunicato di non avere ancora preso una decisione in merito.

Per quanto concerne la trasmissione all'Autorità delle predisposizioni tariffarie per il periodo 2022-2025, alla data dell'8 marzo 2023, sono pervenute 57 proposte da 11 organismi competenti, riferite prevalentemente a impianti operanti nel Nord e nel Centro del Paese. Le predisposizioni riguardano 38 impianti di chiusura del ciclo "minimi" e 19 impianti "intermedi".

Per i profili inerenti ai meccanismi di garanzia ai sensi dell'art. 9 sopra citato, si rinvia al successivo paragrafo.

Meccanismi di garanzia

Nell'ambito dell'MTR-2, l'Autorità, in continuità con il precedente periodo regolatorio, ha confermato e rafforzato, in un'ottica di tutela degli utenti, la previsione di appositi meccanismi di garanzia, per il superamento dei casi di inerzia imputabili ai gestori o all'ente territorialmente competente o all'organismo competente. Tali meccanismi sono volti a favorire l'adempimento degli obblighi regolatori e l'assunzione, da parte dei soggetti interessati, delle pertinenti determinazioni, in materia di entrate tariffarie e corrispettivi per l'utenza finale, nonché di tariffe di accesso agli impianti di trattamento, in coerenza con i criteri disposti dall'MTR-2¹⁸.

In particolare, la procedura delineata dall'art. 9 dell'MTR-2 prevede che, ove il gestore del servizio o il gestore di un impianto di chiusura del ciclo "minimo" o "intermedio" non ottemperi agli adempimenti di propria competenza, inerenti alla predisposizione del Piano economico-finanziario 2022-2025, l'ente territorialmente competente o l'organismo competente, a seconda della fattispecie ricorrente, provvedano a diffidarlo, assegnandogli un termine utile per l'invio dei dati e degli atti necessari, dandone contestuale comunicazione all'Autorità.

18 La procedura di approvazione tariffaria, delineata nell'art. 7 della delibera 363/2021/R/rif, prevede l'obbligo, in capo ai gestori del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, ovvero dei singoli servizi che lo compongono, e ai gestori di impianti di chiusura del ciclo "minimi" o "intermedi", di predisposizione, secondo tale metodologia tariffaria, del Piano economico-finanziario per il periodo 2022-2025 e di altri atti da trasmettere agli organismi competenti, i quali sono tenuti a compiere le attività di verifica e validazione dei dati e delle informazioni ricevute, ai fini della trasmissione della predisposizione tariffaria all'Autorità, competente ad approvarla.

Solo in caso di perdurante inerzia, gli organismi competenti ne informano l'Autorità, che valuta i presupposti per intimare al gestore l'adempimento agli obblighi regolatori, riservandosi comunque di procedere con l'esercizio dei poteri sanzionatori, secondo quanto stabilito dall'art. 2, comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1995, n. 481.

Lo stesso art. 9, inoltre, per i casi di inerzia che si protraggano fino al trentesimo giorno antecedente allo scadere dei termini previsti dalla normativa vigente per l'assunzione, da parte degli organismi competenti, delle pertinenti determinazioni, ha riconosciuto agli enti territorialmente competenti/organismi competenti la facoltà di provvedere alla predisposizione del Piano economico-finanziario sulla base degli elementi conoscitivi a disposizione, in un'ottica di tutela degli utenti. In questi casi, tuttavia, sono esclusi incrementi dei corrispettivi all'utenza finale e adeguamenti degli stessi all'inflazione, nonché eventuali incrementi delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento.

Infine, per i casi di inerzia dell'organismo competente, rispetto alle determinazioni di propria competenza in ordine alla definizione del Piano economico-finanziario regolarmente trasmesso dal gestore, il citato art. 9 stabilisce che il medesimo ne dia comunicazione all'Autorità, informando contestualmente l'organismo competente. L'Autorità, ricevuta la comunicazione, provvede a diffidare quest'ultimo, riservandosi – anche in questo caso – di procedere nell'esercizio dei poteri sanzionatori, secondo quanto stabilito dall'art. 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/1995.

Sulla base delle evidenze e delle criticità emerse dall'analisi delle predisposizioni tariffarie presentate all'Autorità per il periodo regolatorio precedente, con l'MTR-2 è stata, dunque, delineata una procedura che si caratterizza per avere meglio declinato il ruolo specifico in capo all'ente territorialmente competente/organismo competente, allocando a livello territoriale la prima fase di attivazione dei meccanismi di garanzia e attribuendo all'organismo competente il compito di diffidare i gestori che siano rimasti inerti nel procedere alla predisposizione del Piano economico-finanziario 2022-2025. Solo in caso di perdurante inerzia del gestore, su segnalazione dell'organismo competente, l'Autorità può valutare di procedere con l'adozione di provvedimenti di intimazione nei confronti dei predetti gestori.

Sulla base del quadro regolatorio sopra rappresentato, l'Autorità, nel corso del 2022, ha ricevuto complessivamente 68 segnalazioni di inerzia da parte degli enti territorialmente competenti/organismi competenti, 62 delle quali riguardavano situazioni di inerzia dei gestori del servizio di gestione dei rifiuti urbani, mentre le restanti 6 avevano a oggetto l'inerzia di gestori di impianti minimi o intermedi.

La significativa riduzione rispetto al numero di richieste di intervento nell'anno 2021 (quasi del 50%) è da ricondurre, verosimilmente, da una parte alle modifiche regolatorie sopra rappresentate, dall'altra alla sempre più accresciuta conoscenza e consapevolezza da parte dei soggetti coinvolti nell'applicazione della metodologia tariffaria.

All'esito dell'attività istruttoria svolta dagli Uffici (per il cui dettaglio si rinvia al Volume "Stato dei servizi") sia sulle segnalazioni di perdurante inerzia sia sulle diffide adottate dagli enti territorialmente competenti/organismi competenti e ricevute per conoscenza, l'Autorità, individuati i gestori nei cui confronti sono stati ritenuti sussistenti i

presupposti per procedere ai sensi dell'art. 9.2 dell'MTR-2, ha adottato due provvedimenti di intimazione, di cui alla delibera 22 febbraio 2022, 70/2022/R/rif, e alla delibera 29 dicembre 2022, 744/2022/R/rif.

Sistemi di perequazione nel settore dei rifiuti urbani

In attuazione delle attribuzioni assegnate dalla legge 17 maggio 2022, n. 60¹⁹ e al fine di completare il quadro di regole per l'implementazione del meccanismo inerente alla promozione del rispetto della gerarchia dei rifiuti introdotto dalla delibera 363/2021/R/rif²⁰, nel corso del 2022 l'Autorità ha delineato i propri orientamenti in materia di sistemi di perequazione nel settore dei rifiuti urbani, finalizzati ad armonizzare gli obiettivi economico-finanziari con quelli generali di carattere sociale, ambientale e di impiego appropriato delle risorse, nonché di adeguamento infrastrutturale agli obiettivi imposti dalla normativa europea²¹.

In particolare, con l'MTR-2 l'Autorità ha introdotto le seguenti componenti perequative ambientali – da attribuire ai flussi conferiti agli impianti di chiusura del ciclo sulla base della classificazione che tali impianti assumono in ragione del livello di pressione competitiva, dell'attività di programmazione settoriale, nonché del grado di integrazione della filiera ("minimi" e "aggiuntivi")²² –:

- Csmal, da applicare ai quantitativi conferiti alle discariche o a impianti di incenerimento senza recupero di energia, quale disincentivo per chi conferisce a tali impianti;
- Crec, da applicare ai quantitativi conferiti agli impianti di compostaggio/digestione anaerobica ovvero agli impianti integrati di digestione aerobica e anaerobica, quale incentivo per chi conferisce a tali impianti;
- Cinc, da applicare – quale incentivo per chi conferisce a tali impianti – ai quantitativi conferiti agli impianti di incenerimento con recupero di energia esclusivamente alle gestioni aventi un livello di qualità ambientale delle prestazioni "avanzato", cioè nella precondizione necessaria che il recupero di energia sia preceduto da un livello di qualità della raccolta differenziata, nonché delle attività di preparazione per il riutilizzo e il riciclo, ritenuto dall'ente territorialmente competente avanzato ai sensi dell'MTR-2.

Successivamente, con la legge n. 60/2022, il legislatore nazionale ha introdotto un ulteriore meccanismo di perequazione nel settore dei rifiuti urbani, orientato per un verso al contrasto della dispersione dei rifiuti in mare, nei laghi, nei fiumi e nelle lagune, e, per un altro, alla corretta gestione degli stessi, attribuendo all'Autorità il compito di disciplinarne i criteri e le modalità di gestione.

In tale contesto, tenuto conto delle peculiarità del settore e in coerenza con l'esperienza acquisita sul tema negli altri settori regolati, con la delibera 21 giugno 2022, 271/2022/R/rif, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'attuazione delle nuove attribuzioni previste dalla citata legge n. 60/2022, evidenziando al contempo l'esigenza di un'impostazione innovativa, armonizzata e semplificata delle modalità di gestione dei meccanismi di perequazione nel settore dei rifiuti urbani, volta a ridurre la platea dei soggetti coinvolti – che per effetto della parcellizza-

¹⁹ Legge 17 maggio 2022, n. 60, recante "Disposizioni per il recupero dei rifiuti in mare e nelle acque interne e per la promozione dell'economia circolare (legge «SalvaMare»)».

²⁰ Cfr. art. 3.4 della delibera 363/2021/R/RIF.

²¹ Cfr. art. 1, comma 527, della legge n. 205/2017.

²² Per maggiori dettagli sull'MTR-2, si rimanda al Capitolo 8 della *Relazione Annuale* 2021.

zione del servizio risulta numerosa e poliedrica – e i flussi monetari e documentali necessari, così contribuendo anche al contenimento degli oneri di gestione di tali meccanismi.

Nell'ambito dei procedimenti sopra richiamati, con il documento per la consultazione 611/2022/R/rif l'Autorità ha quindi illustrato i propri orientamenti per l'introduzione dei sistemi di perequazione connessi al rispetto della gerarchia dei rifiuti e alla gestione dei rifiuti accidentalmente pescati.

In particolare, al fine di sensibilizzare e responsabilizzare gli utenti rispetto all'impatto ambientale delle opzioni di trattamento adottate nell'ambito della propria gestione, nonché sul tema dei rifiuti dispersi in mare, l'Autorità ha prefigurato l'introduzione di specifiche componenti perequative da applicare a tutte le utenze domestiche e non domestiche a decorrere dal 1° gennaio 2024, e nello specifico:

- a) la componente UR1 a copertura dei costi sostenuti a livello nazionale nell'anno "a-2" per la gestione dei rifiuti accidentalmente pescati;
- b) la componente UR2 (espressa in euro/utenza), relativa alla promozione del rispetto della gerarchia dei rifiuti, calcolata dal gestore della raccolta e trasporto per singolo ambito tariffario, applicando le componenti perequative ambientali ai quantitativi conferiti nell'anno "a-2" agli impianti di chiusura interessati e ripartendo il risultato tra le utenze finali della gestione.

Per quanto riguarda la quantificazione delle citate componenti perequative, l'Autorità ha proposto di:

- a) ipotizzare una prima valorizzazione della componente UR1 pari a 3 centesimi di euro/utenza per anno, da aggiornare in base agli effettivi quantitativi di rifiuti che saranno accidentalmente pescati;
- b) stimare la componente UR2 in relazione ai flussi di rifiuti urbani effettivamente conferiti (e, dunque, a consuntivo) agli impianti di chiusura del ciclo, garantendo il bilanciamento tra i versamenti posti a carico degli utenti (qualora prevalga il conferimento in discarica o presso impianti di incenerimento senza recupero di energia) e le compensazioni garantite agli utenti (ove si rilevi invece un maggiore utilizzo di impianti di compostaggio/digestione anaerobica e di incenerimento con recupero di energia aventi un livello di qualità ambientale delle prestazioni "avanzato"). Sulla base di tali ipotesi, coerentemente con la gerarchia dei rifiuti, l'Autorità ha prospettato di:
 - incentivare maggiormente il riciclo di materia organica attraverso il conferimento a impianti di compostaggio/digestione anaerobica, configurandosi come migliore opzione ambientale, fissando la componente Crec pari a cinque volte la componente Cinc;
 - dimensionare la componente Csmal nell'intorno del 10% del corrispettivo medio di conferimento in discarica, attribuendo un valore compreso fra 8 e 12 euro a tonnellata.

Tali componenti alimenteranno i rispettivi conti che saranno istituiti presso la CSEA, alla quale sarà demandata la definizione delle relative modalità operative di gestione.

Inoltre, coerentemente con l'impostazione semplificata e armonizzata prevista dalla delibera 271/2022/R/rif, l'Autorità ha prospettato di individuare nel gestore dell'attività di gestione tariffe e rapporto con gli utenti l'unico soggetto tenuto all'invio di dati e informazioni alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), anche in ragione della sua maggiore stabilità organizzativa rispetto ai gestori delle altre attività della filiera, caratterizzati invece da frequenti avvicendamenti gestionali. In aggiunta, ai fini della rendicontazione dei costi per la gestione dei rifiuti accidentalmente pescati, ove presenti, l'Autorità ha prospettato di considerare un unico gestore quale

interfaccia con l'ente territorialmente competente, anche qualora altri eventuali soggetti sostengano i costi per la gestione, ponendo in capo a tale ente la definizione delle modalità di ripartizione dei costi tra i diversi operatori coinvolti.

Infine, in tema di trasparenza documentale, l'Autorità ha prefigurato che, a decorrere dal 2024, negli avvisi di pagamento inviati agli utenti finali sia data separata evidenza delle componenti perequative applicate, specificando le finalità per cui tali componenti sono state istituite, nonché siano rese disponibili – attraverso prospetti allegati al documento di riscossione o sito internet – alcune informazioni integrative a carattere ambientale, relative alle quantità conferite ai diversi impianti di chiusura del ciclo soggetti alle componenti e al livello di raggiungimento degli obiettivi di riduzione del conferimento in discarica.

Qualità del servizio e schema di contratto tipo

Schema tipo di contratto di servizio e schema tipo di bando di gara

Con il documento per la consultazione 29 novembre 2022, 643/2022/R/rif (di seguito: documento per la consultazione 643/2022/R/rif) – che si inquadra nell'ambito del procedimento per la predisposizione di schemi tipo dei contratti di servizio avviato con la delibera 6 ottobre 2020, 362/2020/R/rif –, l'Autorità ha illustrato l'impostazione e i criteri generali per la definizione dello schema tipo di contratto di servizio quale elemento essenziale di completamento e raccordo dell'impianto regolatorio nei settori di competenza.

Gli interventi regolatori prospettati, i cui principali contenuti sono stati approfonditi anche nell'ambito del Tavolo tecnico con regioni e autonomie, con il coinvolgimento delle associazioni maggiormente rappresentative degli enti di governo dell'ambito, hanno pertanto proposto l'introduzione di uno schema imperniato sul modello di gestione integrata e strutturato secondo un approccio modulare applicabile, con gli opportuni adattamenti, anche agli affidamenti di singole fasi del servizio in coerenza con i contenuti obbligatori già previsti dall'art. 203, comma 2, del decreto legislativo n. 152/2006, e strutturato in modo da dare esplicita evidenza agli obblighi discendenti dalle disposizioni regolatorie *pro tempore* vigenti.

Più nello specifico, l'Autorità ha prospettato una struttura di schema tipo suddivisa in otto specifiche sezioni in cui devono essere riportati i seguenti principali contenuti:

- disposizioni generali, concernenti – oltre che le definizioni da richiamare nei contratti di servizio – l'oggetto, il regime giuridico scelto per la gestione del servizio, il perimetro delle attività affidate e la durata del contratto;
- corrispettivo del gestore, equilibrio economico-finanziario e tariffe agli utenti, con particolare riguardo ai criteri per la determinazione del corrispettivo e per il suo adeguamento; all'obbligo delle parti di concorrere, sulla base delle rispettive responsabilità e competenze, al perseguimento e al mantenimento dell'equilibrio economico-finanziario per tutta la durata dell'affidamento, in base agli strumenti previsti dalla regolazione tariffaria *pro tempore* vigente; al regime tariffario applicato agli utenti finali del servizio e alle modalità di riconoscimento al gestore del corrispettivo allo stesso spettante;

- disposizioni in materia di qualità e trasparenza del servizio, concernenti le disposizioni regolatorie in materia di qualità e trasparenza, i Criteri ambientali minimi (CAM) per il servizio di gestione dei rifiuti urbani che il gestore è tenuto a rispettare per tutta la durata contrattuale e le eventuali linee guida, prassi di riferimento e norme tecniche di settore elaborate dall'Ente nazionale italiano in materia di unificazione (UNI);
- disposizioni in materia di controlli e in particolare di raccordo fra gli strumenti di controllo previsti dalla regolazione dell'Autorità e quelli a disposizione della parte affidante, in base alla tipologia di affidamento;
- procedura di subentro, in relazione, in particolare, alla corresponsione del valore di subentro al gestore uscente e all'obbligo di riconsegna delle opere, degli impianti e dei beni strumentali all'erogazione del servizio;
- ulteriori obblighi tra le parti, precisando gli obblighi dell'ente territorialmente competente e quelli del gestore;
- penali, sanzioni e condizioni di risoluzione, individuando, in particolare, le penali rimesse all'iniziativa dell'ente affidante, le sanzioni previste dalla normativa di settore e le procedure sanzionatorie e i sistemi di premi/penalità previsti dalla regolazione dell'Autorità;
- disposizioni finali, afferenti in particolare alla prestazione di garanzie finanziarie e assicurative, alle modalità di aggiornamento del contratto e all'indicazione degli allegati.

Gli *stakeholder* intervenuti nella consultazione – tra i quali i gestori del servizio e loro associazioni rappresentative, associazioni di enti locali, enti locali – hanno espresso un generale apprezzamento rispetto all'intervento dell'Autorità in materia di regolazione dello schema tipo di contratto di servizio, mostrando ampia condivisione degli obiettivi individuati e della struttura di schema tipo prospettata. Molti rispondenti hanno inoltre segnalato la centralità dell'avvio, in parallelo al percorso di definizione dello schema tipo di contratto di servizio, di un percorso di definizione e omogeneizzazione dei bandi di gara.

A riguardo, come noto, nell'ambito del decreto legislativo n. 201/2022, in sede di riordino della materia dei servizi pubblici locali di rilevanza economica – con la finalità di promuovere dinamiche competitive che possano assicurare la qualità dei servizi pubblici e i risultati delle gestioni nell'interesse primario dei cittadini e degli utenti –, è stata ribadita la centralità dell'azione delle Autorità nazionali di regolazione, per garantire condizioni di elevata qualità nei vari contesti. In particolare, sono state valorizzate talune delle competenze già esercitate e ampliate alcune attribuzioni, prevedendo, all'art. 7, che, negli ambiti di competenza, le medesime Autorità predispongano schemi di bandi di gara per l'affidamento del servizio.

Standard tecnici e qualitativi dell'attività di smaltimento e recupero

La legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021 (legge n. 118/2022), integrando l'art. 202 del decreto legislativo n. 152/2006, ha espressamente attribuito all'Autorità – allo scopo di favorire il superamento di alcune criticità connesse all'ampliamento del novero delle attività lungo la filiera che vengono ricomprese nella privativa senza verificare l'effettiva sussistenza di un rischio di fallimento di mercato per tali attività – il compito di definire adeguati standard tecnici e qualitativi per lo svolgimento dell'attività di smaltimento e di recupero, procedendo alla verifica in ordine ai livelli minimi di qualità e alla copertura dei costi efficienti.

L'intervento dell'Autorità si inserisce in un contesto settoriale caratterizzato dalla presenza di un elevato numero di gestori e da una varietà di relazioni ai diversi livelli di *governance*, presentandosi poliedrico nelle criticità,

nelle competenze e nelle potenzialità, in ragione di una forte frammentazione amministrativa e industriale che ha contribuito a generare accentuate differenze regionali nei livelli di qualità garantiti agli utenti, nella capacità di perseguire gli obiettivi di riciclo e nella distribuzione degli impianti per lo smaltimento e il recupero dei rifiuti urbani.

Stante il quadro delineato, dando seguito al mandato ricevuto, con la delibera 6 settembre 2022, 413/2022/R/rif, l'Autorità ha avviato un procedimento volto:

- a contribuire (nell'ambito delle funzioni e dei poteri alla medesima assegnati) al superamento delle criticità associate alla corretta delimitazione della privativa e alla definizione delle modalità più efficienti per attivare capacità di trattamento dei rifiuti, anche attraverso lo sviluppo di una infrastruttura immateriale di dati funzionale alle corrette valutazioni degli assetti del settore che – senza pregiudicare elementi di sicurezza ed, eventualmente, limitando gli impatti negativi sull'utenza finale o sulla finanza pubblica – promuovano la necessaria pressione competitiva;
- in particolare, alla definizione di adeguati standard tecnici e qualitativi per lo svolgimento dell'attività di smaltimento e di recupero, nell'ambito della quale procedere anche alla verifica in ordine ai livelli minimi di qualità e alla copertura dei costi efficienti.

Inoltre, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 364/2021/R/rif in materia di determinazione dei costi efficienti della raccolta differenziata, del trasporto, delle operazioni di cernita e delle altre operazioni preliminari, nel corso del 2022 l'Autorità ha organizzato specifici *focus group* a carattere tecnico finalizzati all'acquisizione dai soggetti interessati degli elementi informativi utili, in merito, tra l'altro, all'incidenza della qualità della raccolta differenziata sulla successiva fase di trattamento, in previsione del raggiungimento degli obiettivi di riciclo per filiera e, in generale, di quelli previsti a livello nazionale.

Sulla base degli approfondimenti svolti e degli elementi informativi acquisiti, allo scopo di valorizzare le sinergie delle attività già avviate nel contribuire alle finalità sopra riportate, tenuto peraltro conto della complementarità dei temi trattati – in ragione della correlazione esistente tra i livelli qualitativi minimi dei rifiuti raccolti e le *performance* di riciclo – con la delibera 27 dicembre 2022, 732/2022/R/rif, l'Autorità ha rinnovato il procedimento avviato con la delibera 413/2022/R/rif sopra richiamata, riunificando il medesimo con il procedimento di cui alla delibera 364/2021/R/rif.

Per il conseguimento di tali obiettivi, l'Autorità ha evidenziato l'esigenza di:

- definire adeguati standard tecnici per misurare e garantire adeguati livelli di qualità del materiale conferito dai convenzionati, al fine di ottimizzare le successive attività di recupero, modulando i corrispettivi riconosciuti per la raccolta differenziata in relazione al livello qualitativo del materiale conferito;
- effettuare ulteriori confronti di approfondimento con gli *stakeholder* interessati al fine di individuare standard tecnici e qualitativi adeguati;
- prevedere una tempistica implementativa in grado di tenere conto della rilevante complessità del procedimento, nonché degli evidenti profili innovativi in una materia, da sempre, rientrante in specifici ambiti negoziali (e non regolatori).



CAPITOLO

9



MERCATI *RETAIL*

INTERSETTORIALE

Servizi di tutela e di ultima istanza

Mercato elettrico: servizi di maggior tutela e di ultima istanza

Nel settore dell'energia elettrica, la legge 3 agosto 2007, n. 125, di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73 (di seguito: legge n. 125/2007), ha istituito il servizio di maggior tutela, disciplinato dall'Autorità e destinato originariamente ai clienti domestici e alle piccole imprese connesse in bassa tensione 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, in forza della legge 4 agosto 2017, n. 124 (legge concorrenza o legge n. 124/2017), come da ultimo modificata dal decreto legge 18 novembre 2022, n. 176, convertito con legge 13 gennaio 2023, n. 6 (di seguito: decreto legge n. 176/2022), è stata superata a partire dal 1° gennaio 2021 per le piccole imprese e dal 1° gennaio 2023 per le micro-imprese¹.

Il decreto legge 6 novembre 2021, n. 152, convertito con legge 29 dicembre 2021, n. 233 (di seguito: decreto legge n. 152/2021), ha invece previsto, per i clienti domestici di energia elettrica, che, a partire dalla richiamata scadenza di gennaio 2023, in via transitoria e nelle more dello svolgimento delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio a tutele gradualì, da concludersi entro il 10 gennaio 2024, questi continuino a essere riforniti in maggior tutela secondo gli indirizzi definiti con decreto del MiTE.

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, sono riforniti, ai sensi della legge n. 124/2017, nel servizio a tutele gradualì per le piccole imprese, qualora siano piccole imprese titolari di punti connessi in bassa tensione ovvero micro-imprese titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW connesso in bassa tensione; nel servizio a tutele gradualì per le micro-imprese, qualora siano micro-imprese titolari solamente di punti di prelievo con potenza contrattualmente impegnata fino a 15 kW connessi in bassa tensione; nei restanti casi nel servizio di salvaguardia. Tali servizi di ultima istanza sono finalizzati a garantire la sola continuità della fornitura e sono erogati da società di vendita selezionate attraverso procedure concorsuali per aree territoriali a condizioni economiche determinate in esito alle medesime procedure.

Servizio di maggior tutela: aggiornamento delle condizioni economiche – costi di approvvigionamento e commercializzazione

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 di temporaneità rispetto al processo di apertura del mercato e di proporzionalità, individuati dalla Corte di giustizia europea².

1 Ai sensi dell'art. 2 della direttiva (UE) 944/2019 rientrano in questa categoria le imprese aventi al massimo dieci 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.

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 sempre più coerente le caratteristiche del servizio di maggior tutela a 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;
- è applicata a tutti i clienti finali la logica di determinazione di tipo trimestrale per quanto riguarda il costo complessivo di approvvigionamento dell'energia elettrica (elementi PE e PD del corrispettivo PED). 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 a ciascuna tipologia contrattuale.

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 dei predetti importi sia recuperata nei successivi sei mesi, mediante un'aliquota unitaria il cui valore viene cumulato 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 per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di ultima istanza (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 gennaio-marzo 2022, con la delibera 30 dicembre 2021, 638/2021/R/eel;
- per il trimestre aprile-giugno 2022, con la delibera 30 marzo 2022, 145/2022/R/eel;
- per il trimestre luglio-settembre 2022, con la delibera 30 giugno 2022, 297/2022/R/eel;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2022, con la delibera 29 settembre 2022, 463/2022/R/eel.

Si segnala, altresì, che l'Autorità, nell'ambito degli interventi adottati per il contenimento degli effetti legati all'aumento dei prezzi conseguenti alla guerra tra Russia e Ucraina e al fine di mitigare quanto più possibile il significativo impatto sulla spesa dei clienti finali, ha dimensionato l'elemento PPE², relativo ai saldi di perequazione dell'anno 2021, in modo da recuperare il relativo gettito entro la fine del 2023, in luogo della fine del 2022; un'analogha misura basata sulle medesime motivazioni è stata adottata nel corso dell'aggiornamento delle condizioni economiche del quarto trimestre 2022, prevedendo che l'aliquota di recupero compresa nell'elemento PE, pur in presenza di straordinari aumenti dei prezzi dell'energia elettrica registrati nel corso del terzo trimestre, non fosse adeguata a raccogliere il dovuto nei successivi sei mesi e posticipando la raccolta dei relativi importi non recuperati, presso i clienti finali, entro la fine del 2023.

Al contempo, con la delibera 8 novembre 2022, 558/2022/R/eel, l'Autorità, in adesione alla richiesta di anticipo dei saldi di perequazione 2022 pervenuta da un'associazione rappresentativa degli esercenti la maggior tutela insieme a uno di tali esercenti, per via della rilevante esposizione finanziaria a cui gli stessi sono stati soggetti nel corso dei trimestri del 2022, ha autorizzato l'erogazione di un anticipo straordinario da corrispondere agli esercenti la maggior tutela e definito le istruzioni destinate alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (di seguito: CSEA) per la quantificazione e la liquidazione di quanto spettante a ciascun esercente. L'importo totale erogato

³ In applicazione della delibera 4 novembre 2016, 633/2016/R/eel.

dalla CSEA è stato di 775 milioni di euro, pari alla migliore stima di quanto i medesimi esercenti avrebbero recuperato nel quarto trimestre nell'ipotesi in cui l'aliquota di recupero fosse stata regolarmente adeguata.

Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, si rimanda al Capitolo 2 del Volume 1 della presente *Relazione Annuale*.

Con riferimento ai costi di commercializzazione al dettaglio, con la delibera 30 marzo 2022, 146/2022/R/eel, sono stati aggiornati, con decorrenza 1° aprile 2022, 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.

A seguito dell'avvio dell'erogazione del servizio a tutele graduali per le piccole imprese da parte dei soggetti selezionati a mezzo di procedura concorsuale a partire dal mese di luglio 2021, la determinazione dei predetti corrispettivi applicati dagli esercenti la maggior tutela ai clienti non domestici ha avuto a riferimento unicamente quelli di minori dimensioni e ha pertanto escluso le piccole imprese. La richiamata delibera ha poi previsto che l'aggiornamento delle predette componenti abbia luogo per il futuro con riferimento a un periodo di 12 mesi intercorrenti tra il 1° aprile e il 31 marzo dell'anno successivo; dal momento che i previgenti valori dei corrispettivi erano stati fissati avendo a riferimento un periodo di 12 mesi conclusosi al 31 dicembre 2021 ed erano stati successivamente prorogati al 31 marzo 2022, in via eccezionale, nella determinazione si è tenuto conto degli effetti del ritardato aggiornamento rispetto al 1° gennaio 2022.

Al netto di quanto sopra richiamato, l'Autorità ha sostanzialmente confermato le modalità di definizione della componente RCV già previste, per l'anno 2021, dalla delibera 29 dicembre 2020, 604/2020/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 (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_j 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), dipendente quest'ultima dal riconoscimento differenziato degli oneri della morosità, fenomeno che mostra andamenti differenziati 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, 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:
 - 0,27% per i clienti domestici, zona Centro-Nord;
 - 0,72% per i clienti domestici, zona Centro-Sud;
 - 0,72% per i clienti di minore dimensione allacciati alla rete in bassa tensione – altri usi, zona Centro-Nord;
 - 2,01% per i clienti di minore dimensione 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 2020, 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), opportunamente aggiornata secondo criteri coerenti con quelli introdotti dalla delibera 614/2021/R/com per i servizi infrastrutturali e tenendo conto al contempo delle specifiche caratteristiche dell'attività di vendita; in particolare, il costo del debito è stato determinato considerando che tipicamente, rispetto alle attività infrastrutturali, le attività di vendita sono caratterizzate da debiti di durata inferiore, ciò comportando un peso diverso del debito di nuova emissione rispetto all'*embedded*; il tasso di remunerazione, espresso in termini nominali, è risultato pari al 6,2%; non sono poi stati considerati, 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, trovano conferma i meccanismi di riconoscimento ulteriori rispetto all'applicazione della componente RCV, atti alla copertura di costi di morosità non inclusi nella definizione della suddetta componente e applicabili ai soli esercenti che presentino detti costi. Si tratta, in particolare, del meccanismo di riconoscimento per la compensazione della morosità legata a prelievi fraudolenti e del meccanismo di compensazione dei costi di morosità sopportati dagli esercenti la maggior tutela di minori dimensioni rispetto all'operatore dominante, per il quale il livello di costo sostenuto risente anche dell'efficientamento connesso alla propria dimensione aziendale. In aggiunta a tali meccanismi sono stati confermati il meccanismo uscita clienti, atto a compensare la mancata copertura di eventuali costi fissi, che potrebbero di norma manifestarsi nell'ipotesi di un'uscita dei clienti dal servizio di maggior tutela superiore ai livelli fisiologici, già considerati dall'Autorità nell'ambito dell'aggiornamento annuale delle componenti RCV, e il meccanismo finalizzato a incentivare la diffusione della bolletta elettronica. In merito a tali meccanismi, la delibera 146/2022/R/eel ne ha determinato i parametri e le modalità applicative per l'anno 2021, tenendo altresì conto del fatto che gli esercenti la maggior tutela hanno erogato in via provvisoria il servizio a tutele graduali per le piccole imprese durante il primo semestre di tale anno.

La delibera 146/2022/R/eel ha altresì aggiornato il corrispettivo PCV, mantenendo la differenziazione tra le diverse tipologie di clientela già prevista in precedenza. I livelli fissati a decorrere dal 1° aprile 2022 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 conside-

rando il comportamento efficiente degli operatori in termini di gestione della clientela e gestione del credito; nello specifico, tale tasso è risultato complessivamente pari all'1,50%, differenziato per tipologie di clienti (1,15% per i clienti domestici e 2,15% per i clienti BT altri usi di minore dimensione);

- per gli altri costi operativi, i valori di costo dell'anno 2020, desumibili dai conti annuali separati inviati dagli operatori ai sensi della normativa *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 fare 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 (*Weighted Average Cost of Capital*), opportunamente aggiornata secondo criteri coerenti con quelli introdotti dalla delibera 614/2021/R/com per i servizi infrastrutturali e tenendo conto al contempo delle specifiche caratteristiche dell'attività di vendita in linea con quanto richiamato con riferimento alla componente RCV; il tasso di remunerazione, espresso in termini nominali, è risultato pari al 6,6%; non sono poi stati considerati, 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 146/2022/R/eel ha fissato i nuovi valori in vigore a decorrere dal 1° aprile 2022 mantenendo la struttura già vigente costituita unicamente da una quota fissa (€/POD/anno) e la distinzione dell'aliquota applicata ai clienti domestici e ai clienti BT altri usi di minori dimensioni.

Servizio di salvaguardia

Il servizio di salvaguardia è erogato dagli operatori individuati attraverso specifiche procedure di selezione, svolte sulla base degli indirizzi emanati dal Ministro dello sviluppo economico, su proposta dell'Autorità. Per la selezione degli attuali esercenti il servizio di salvaguardia per il biennio 2023/2024, l'Autorità, con la delibera 27 settembre 2022, 454/2022/R/eel, ha sostanzialmente confermato la disciplina del servizio, con riferimento alla configurazione delle aree territoriali, alle informazioni pre-gara da mettere a disposizione degli esercenti che partecipano alle procedure, alle modalità e tempistiche di svolgimento delle procedure concorsuali.

La medesima delibera 454/2022/R/eel ha, altresì, effettuato alcune modifiche con riferimento alle condizioni di erogazione del servizio e in particolare alle condizioni di remunerazione degli esercenti prevedendo, oltre a quanto più sotto specificato, di introdurre un meccanismo di compensazione del rischio profilo degli esercenti, in analogia con quanto previsto per il servizio a tutele graduali.

Il 25 novembre 2022, l'Acquirente unico ha pubblicato l'esito delle procedure concorsuali, per le quali nella tavola 9.1 sono riportati, per ciascuna area territoriale oggetto di assegnazione del servizio, il nominativo del soggetto esercente il servizio prescelto e il valore del parametro Ω che, sommato al valore del Prezzo unico nazionale (PUN), contribuisce alla determinazione del prezzo relativo alla componente di acquisto dell'energia elettrica per i clienti del servizio di salvaguardia di ciascuna area territoriale.

TAV. 9.1 Elenco dei soggetti esercenti il servizio di salvaguardia e valore del parametro Ω

AREA GEOGRAFICA	OPERATORE	VALORE DEL PARAMETRO Ω (€/MWH)
Liguria, Piemonte, Valle d'Aosta, Trentino-Alto Adige	A2A Energia Spa	29,97
Lombardia	A2A Energia Spa	15,90
Veneto, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia	A2A Energia Spa	24,97
Toscana, Marche, Sardegna	A2A Energia Spa	21,95
Lazio	Enel Energia Spa	83,91
Campania, Abruzzo, Umbria	Hera Comm Spa	97,80
Puglia, Molise, Basilicata	Enel Energia Spa	179,94
Calabria	Hera Comm Spa	123,34
Sicilia	Enel Energia Spa	202,41

Fonte: ARERA.

Con il decreto 21 ottobre 2010, il Ministro dello sviluppo economico ha previsto l'adozione di un meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili sostenuti dagli esercenti il servizio di salvaguardia per il mancato pagamento delle fatture da parte di clienti finali non disalimentabili (cosiddetto meccanismo di reintegrazione salvaguardia). 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 meccanismo di reintegrazione salvaguardia prevede il riconoscimento degli oneri sostenuti sulla base di criteri incentivanti, attraverso la previsione di premi e penalità in base al 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 di reintegrazione degli oneri non recuperabili in essere per il periodo di esercizio della salvaguardia 2021-2022 è disciplinato dalla delibera 28 settembre 2018, 485/2018/R/eel. Con riferimento a tale esercizio, la delibera 640/2022/R/eel, coerentemente con le modalità già individuate dalla delibera 485/2018/R/eel, ha quantificato i parametri rilevanti per la determinazione dell'ammontare di reintegrazione del 2020. Per il meccanismo da applicare al periodo di esercizio della salvaguardia 2021-2022, la delibera 29 settembre 2020, 356/2020/R/eel, ha confermato tali criteri e modalità applicative. Infine, con esclusivo riferimento al periodo di esercizio della salvaguardia 2023-2024, la delibera 454/2022/R/eel ha apportato alcune modifiche al meccanismo, al fine di limitare le criticità che i partecipanti alle procedure concorsuali di assegnazione del servizio avrebbero potuto sperimentare nel quantificare correttamente l'offerta a causa delle incertezze sulla durata e sull'evolversi del contesto di prezzi elevati in cui si sono svolte le procedure

⁴ Approvato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (oggi ARERA) con delibera 4 agosto 2009, ARG/elt 107/09.

concorsuali, mantenendo comunque un forte incentivo alla prosecuzione delle azioni di recupero crediti anche dopo il riconoscimento degli oneri.

Servizio a tutele graduali per le piccole imprese – legge n. 124/2017

Il termine previsto dalla legge n. 124/2017 per il superamento del servizio di maggior tutela è stato oggetto, nel tempo, di successivi rinvii: al riguardo, la citata legge prevedeva la rimozione del servizio al 1° luglio 2020 e intestava 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.

Successivamente, la predetta legge n. 124/2017 è stata modificata dal decreto legge 30 dicembre 2019, n. 162, convertito con legge 28 febbraio 2020, n. 8, che ha prorogato il termine di superamento del servizio di maggior tutela, rispettivamente al 1° gennaio 2021 per le piccole imprese e al 1° gennaio 2022 per i clienti domestici e le micro-imprese; tale ultima scadenza è stata da ultimo differita al 1° gennaio 2023 dalla legge 26 febbraio 2021, n. 21 per le micro-imprese e, con riferimento ai clienti domestici, il decreto legge 6 novembre 2021, n. 152 ha disposto una proroga fino a gennaio 2024; al contempo è stato previsto per i clienti non riforniti nel mercato libero un servizio di ultima istanza “a tutele graduali” (analogo a quello originariamente denominato, dalla legge n. 124/2017, “servizio di salvaguardia”), disciplinato dall’Autorità.

In attuazione delle disposizioni della citata legge n. 124/2017, l’Autorità ha adottato la delibera 24 novembre 2020, 491/2020/R/eel, con la quale ha disciplinato il servizio a tutele graduali, rivolto alle piccole imprese e alle micro-imprese titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW, che a partire dal 1° gennaio 2021 non risultano titolari di un contratto a condizioni di libero mercato.

In dettaglio, la delibera 491/2020/R/eel ha previsto che, in ossequio al quadro legislativo vigente, il servizio a tutele graduali sia effettuato da esercenti selezionati attraverso apposite procedure di gara; tuttavia, in ragione delle tempistiche necessarie all’organizzazione di tali gare, è stato istituito un periodo di erogazione provvisoria del servizio per il periodo 1° gennaio 2021-30 giugno 2021 all’interno del quale la fornitura è stata erogata dagli esercenti la maggior tutela a condizioni economiche definite dall’Autorità che prevedono, tra l’altro, l’applicazione di un prezzo dell’energia elettrica pari ai prezzi consuntivi del mercato all’ingrosso. Successivamente, a partire dal 1° luglio 2021, l’erogazione del servizio a tutele graduali è avvenuta ad opera degli assegnatari del servizio in esito alle gare. A tal fine, la delibera 491/2020/R/eel ha:

- individuato nove aree territoriali per l’assegnazione del servizio;
- identificato i dati che sono stati messi a disposizione dei partecipanti alle gare al fine di fornire informazioni utili per la formulazione della propria offerta, oltre che i relativi tempi di messa a disposizione;
- stabilito le tempistiche per lo svolgimento delle procedure di gara e i criteri di selezione degli esercenti;
- determinato i requisiti che gli operatori che partecipano alle gare devono dimostrare di possedere, nonché le garanzie da corrispondere;
- stabilito le cause di decadenza dall’incarico e le modalità di erogazione del servizio a tutele graduali in tali circostanze;
- definito le condizioni contrattuali (analoghe a quelle delle offerte PLACET) ed economiche applicabili ai clienti del servizio; con riguardo a queste ultime, oltre alla previsione di un prezzo dell’energia elettrica pari ai prezzi

consuntivi del mercato all'ingrosso, è stata prevista l'applicazione di un prezzo, definito sulla base degli esiti delle gare, indifferenziato a livello nazionale; a tal fine è stato introdotto un meccanismo di compensazione tra gli esercenti il servizio atto a riconoscere a ciascuno di loro l'effettivo valore della propria offerta economica così come risultante dagli esiti di gara rispetto a quanto ottenibile dall'applicazione del predetto prezzo territorialmente indifferenziato;

- individuato, in maniera analoga al servizio di salvaguardia rivolto ai clienti di maggiori dimensioni, meccanismi di reintegrazione degli esercenti relativi agli oneri non recuperabili della morosità connessi ai clienti non disalimentabili e ai casi di attivazione del servizio a seguito di fallimento del venditore/utente del dispacciamento del mercato libero;
- fissato la durata del periodo di assegnazione del servizio pari a tre anni (intercorrente dal 1° luglio 2021 al 30 giugno 2024).

La delibera 24 novembre 2020, 491/2020/R/eel, ha previsto l'adozione di uno specifico meccanismo di reintegrazione dei crediti non recuperabili generati da clienti non disalimentabili nell'ambito del servizio a tutele gradualità (cosiddetto meccanismo di reintegrazione tutele gradualità). Ne definisce inoltre i criteri e le modalità incentivanti a una efficiente gestione del credito da parte degli esercenti coerentemente con l'analogo meccanismo di reintegrazione salvaguardia. Pertanto, anche il meccanismo di reintegrazione tutele gradualità 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. In tal modo il meccanismo mantiene sul soggetto che eroga il servizio l'incentivo a una gestione efficiente del credito. Inoltre, la delibera 16 febbraio 2021, 53/2021/R/eel, ha stabilito che la copertura degli oneri relativi al meccanismo di reintegrazione tutele gradualità sia posta a carico di uno specifico corrispettivo di dispacciamento, di cui all'art. 25-ter del TIS, da valorizzare con successivo provvedimento.

Servizio a tutele gradualità per le micro-imprese – legge n. 124/2017

La delibera 10 maggio 2022, 208/2022/R/eel (di seguito: delibera 208/2022/R/eel), ha definito la regolazione delle condizioni economiche e contrattuali di erogazione del servizio a tutele gradualità per le micro-imprese rivolto ai clienti non domestici titolari di punti di prelievo fino a 15 kW e le modalità di assegnazione dello stesso attraverso procedure concorsuali, a partire dalla regolazione dell'omologo servizio destinato alle piccole imprese, ancorché con alcune distinzioni motivate dalle diverse caratteristiche (sia dimensionali che in termini di numerosità della platea) che connotano le micro-imprese.

Più in dettaglio, con riferimento alle condizioni di erogazione del servizio, la citata delibera 208/2022/R/eel ha previsto l'applicazione ai clienti ivi riforniti di condizioni contrattuali analoghe a quelle delle offerte PLACET e, con riferimento alle condizioni economiche, un pieno allineamento del prezzo dell'approvvigionamento dell'energia elettrica al valore della *commodity* nel mercato all'ingrosso, attraverso l'applicazione al cliente finale del PUN effettivamente realizzatosi (c.d. PUN *ex post*). Inoltre, nell'ambito di detto servizio è, tra l'altro, applicata una componente di prezzo a copertura dei costi di commercializzazione del servizio definita a partire dai prezzi di aggiudicazione delle gare, ma mantenendo un prezzo unico a livello nazionale.

Con riferimento alle modalità di assegnazione del servizio, è stato previsto:

- l'affidamento ad Acquirente unico del compito di gestire le procedure concorsuali e di predisporre il regolamento di gara;
- l'assegnazione per aree territoriali di numero pari a dodici;
- l'ammissione alle procedure degli operatori rispettosi di requisiti (a) di solidità economico-finanziaria, (b) gestionali e (c) di natura operativa, definiti dall'Autorità;
- un'asta iterativa ascendente simultanea la quale è reiterata fino a quando per due turni successivi non ci sia al massimo un offerente per tutte le aree territoriali ovvero al raggiungimento del numero massimo di turni di gara fissati nel regolamento di gara;
- l'applicazione di un tetto massimo al prezzo ammesso in sede di gara, non rivelato anticipatamente ai partecipanti prima delle procedure concorsuali;
- un limite massimo alle aree aggiudicabili da un singolo operatore, pari a quattro, ossia al 35% delle aree totali di erogazione del servizio;
- il ricorso a un'asta di riparazione (a turno unico) aperta a tutti i partecipanti alle procedure concorsuali che hanno formulato un'offerta economica per permettere l'assegnazione di aree per cui le aste siano andate deserte;
- l'assegnazione del servizio agli aggiudicatari per un periodo di quattro anni (intercorrente dal 1° aprile 2023 al 31 marzo 2027).

Il 16 dicembre 2022 l'Acquirente unico ha pubblicato l'esito delle procedure concorsuali, per le quali nella tavola 9.2 sono riportati, per ciascuna area territoriale oggetto di assegnazione del servizio, il nominativo del soggetto esercente il servizio e il valore del prezzo di aggiudicazione.

TAV. 9.2 *Elenco dei soggetti esercenti il servizio a tutele graduali per le micro-imprese e valore del prezzo di aggiudicazione*

AREE TERRITORIALI	AGGIUDICATARIO	PREZZO DI AGGIUDICAZIONE €/POD/ANNO
1. Friuli-Venezia Giulia, Trentino-Alto Adige, Belluno, Venezia, Verona	Hera Comm	-20
2. Bologna, Modena, Piacenza, Padova, Parma, Reggio Emilia, Rovigo, Treviso, Vicenza	Sorgenia	-13
3. Abruzzo, Marche, Umbria, Forlì-Cesena, Ferrara, Ravenna, Rimini	A2a energia	15
4. Bergamo, Brescia, Cremona, Lecco, Lodi, Milano escluso comune di Milano, Mantova, Sondrio	Sorgenia	-3
5. Valle d'Aosta, Alessandria, Asti, Como, Monza-Brianza, comune di Milano, Novara, Pavia, Varese, Verbania, Vercelli	Sorgenia	-9
6. Liguria, Biella, Cuneo, Torino	agsm aim energia	9
7. Arezzo, Firenze, Latina, Prato, Rieti, Roma escluso comune di Roma, Siena, Viterbo	illumia	13
8. Molise, Frosinone, Grosseto, Livorno, Lucca, Massa-Carrara, Pisa, Pistoia, comune di Roma	A2a energia	25
9. Basilicata, Calabria, Bari, Taranto	Estra Energie	53
10. Sardegna, Caserta, Napoli escluso comune di Napoli	A2a energia	105
11. Avellino, Barletta-Andria, Benevento, Brindisi, Trani, Foggia, Lecce, comune di Napoli, Salerno	Acea Energia	75
12. Sicilia	A2a energia	53

Fonte: ARERA.

Mercato del gas: servizi di tutela, ultima istanza e default

In relazione al settore del gas naturale, la legge n. 125/2007 ha previsto che l’Autorità definisca transitoriamente 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 (decreto legislativo n. 93/2011), così come modificato dal decreto legge 21 giugno 2013, n. 69 che ha previsto che, per i soli clienti domestici, nell’ambito degli obblighi di servizio pubblico, l’Autorità continui transitoriamente a determinare i prezzi di riferimento, ai sensi delle disposizioni riportate alla 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 18 novembre 2022, n. 176, convertito con legge 13 gennaio 2023, n. 6, a partire dal 10 gennaio 2024.

Servizio di tutela: aggiornamento delle condizioni economiche di erogazione del servizio – costi di approvvigionamento e di commercializzazione

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.

Al riguardo, si rappresenta che nel corso del 2022, in un contesto di grave crisi internazionale dovuta alla guerra tra Russia e Ucraina e alla conseguente situazione congiunturale di grave tensione, a livello nazionale ed europeo, dei mercati dell’energia, in particolare di quello del gas naturale, l’Autorità ha ridefinito la modalità di calcolo della componente $C_{MEM,t}$ al fine di fronteggiare l’eccezionale incremento dei prezzi e per consentire un maggiore allineamento della stessa all’andamento dei prezzi *spot* nel mercato all’ingrosso.

In particolare, la delibera 29 luglio 2022, 374/2022/R/gas, ha definito che, a partire dal 1° ottobre 2022, la componente C_{MEM} sia determinata *ex post* pari alla media del prezzo del PSV *day ahead* rilevato da ICIS-Heren, superando la precedente modalità di calcolo trimestrale *ex ante* basata sulla somma degli elementi QT_{int} , QT_{PSV} , $P_{FOR,t}$ come precedentemente definiti.

Pertanto, il livello della componente $C_{MEM,t}$ a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all’ingrosso è stato aggiornato, sino al 30 settembre 2022, con cadenza trimestrale prima dell’inizio di ciascun trimestre, mentre a decorrere dal 1° ottobre il medesimo è stato definito con cadenza mensile all’inizio del mese successivo al mese di riferimento e pubblicato in un’apposita sezione del sito internet; sono state inoltre aggiornate anche le altre componenti delle condizioni economiche di fornitura.

Con riferimento agli aggiornamenti trimestrali, l’Autorità è intervenuta ad aggiornare le citate componenti:

- per il trimestre gennaio-marzo 2022, con la delibera 30 dicembre 2021, 637/2021/R/gas;
- per il trimestre aprile-giugno 2022, con la delibera 30 marzo 2022, 144/2022/R/gas;
- per il trimestre luglio-settembre 2022, con la delibera 30 giugno 2022, 296/2022/R/gas.

Si segnala, altresì, che nell'ambito degli interventi adottati dall'Autorità nell'ottica del contenimento degli effetti diretti legati all'aumento dei prezzi dovuti al contesto di grave crisi internazionale, con delibera 30 marzo 2022, 148/2022/R/gas, è stato previsto di trasferire risorse a beneficio della clientela finale di piccole dimensioni, maggiormente colpita dalle tensioni dei mercati, attribuendo, a far data dal 1° aprile 2022, un valore di segno negativo all'elemento UG_{2c} della componente aggiuntiva della tariffa di distribuzione UG_2 di cui all'art. 42.3, lettera g), del testo della Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG), per gli scaglioni di consumo fino allo scaglione con valore massimo a 5.000 smc/annui.

Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, si rimanda al Capitolo 3 del Volume 1.

Con la delibera 30 marzo 2022, 147/2022/R/gas, l'Autorità ha aggiornato, a partire dal 1° aprile 2022, i livelli della componente QVD attinente alla commercializzazione al dettaglio del servizio di tutela e ha previsto che, qualora ciò si renda necessario per esigenze che dovessero emergere anche a seguito della rimozione del servizio di tutela gas, ulteriori aggiornamenti della predetta componente abbiano luogo per il futuro con riferimento a un periodo di dodici mesi intercorrenti tra il 1° aprile e il 31 marzo dell'anno successivo. Dal momento che i prevalenti valori della componente QVD erano stati fissati avendo a riferimento un periodo di dodici mesi conclusosi al 31 dicembre 2021 ed erano stati successivamente prorogati al 31 marzo 2022, in via eccezionale, nella determinazione operata con la delibera 147/2022/R/gas si è tenuto conto degli effetti del ritardato aggiornamento rispetto al 1° gennaio 2022. Per i rimanenti aspetti relativi alla determinazione di tale componente, sono stati confermati i criteri adottati per la sua definizione e la quantificazione relativa all'anno 2021.

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, considerando, inoltre, il comportamento efficiente degli operatori in termini di gestione della clientela e gestione del credito; nello specifico, tale tasso è risultato complessivamente pari allo 0,99%, non differenziato per tipologie di clienti;
- per gli altri costi operativi, i valori di bilancio consuntivo riferiti all'anno 2020, a disposizione dell'Autorità in virtù della disciplina *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 fare fronte nell'ambito della propria attività di vendita, e fissando l'esposizione media in 44 giorni; in tale ambito è stato altresì previsto che la remunerazione sia definita, in continuità con le precedenti determinazioni, mediante la metodologia WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), opportunamente aggiornata secondo criteri coerenti con quelli introdotti dalla delibera 614/2021/R/com per i servizi infrastrutturali e tenendo al contempo conto delle specifiche caratteristiche dell'attività di vendita; in particolare, il costo del debito è stato determinato tenendo conto del fatto che tipicamente, rispetto alle attività infrastrutturali, le attività di vendita sono caratterizzate da debiti di durata inferiore, ciò comportando un peso diverso del debito di nuova emissione rispetto all'*embedded*; il tasso di remunerazione, espresso in termini nominali, è risultato pari al 6,6%; non sono poi stati considerati, ai fini della remunerazione, gli oneri connessi con l'IRAP, per la copertura dei quali è previsto un riconoscimento separato.

Nell'ambito del calcolo delle condizioni economiche del servizio di tutela, con delibera 12 aprile 2022, 176/2022/R/gas, sono stati fissati i valori della componente CCR, per i periodi 1° ottobre 2022-31 marzo 2023 e 1° aprile 2023-30 settembre 2023, nonché del corrispettivo CRVOS con riferimento al periodo 1° ottobre 2022-31 marzo 2023.

Rimozione del servizio di tutela del gas naturale e regolazione dei clienti vulnerabili

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 11 ottobre 2022, 489/2022/R/com, con il documento per la consultazione 13 ottobre 2022, 494/2022/R/com, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in merito alla rimozione del servizio di tutela del gas naturale prevista, ai sensi della legge n. 124/2017, come successivamente modificata e integrata e in vigore al momento della pubblicazione del provvedimento, a decorrere dal 1° gennaio 2023.

In particolare, nel documento di consultazione sono illustrati:

- le modalità per la rimozione del servizio di tutela del gas naturale a decorrere dal 1° gennaio 2023 e la regolazione dei clienti vulnerabili come identificati dal decreto legge 9 agosto 2022, n. 115, come convertito dalla legge 21 settembre 2022, n. 142;
- gli obblighi informativi dei venditori sulla rimozione del servizio di tutela gas e sui diritti dei clienti vulnerabili;
- gli interventi sul Codice di condotta commerciale e sul Portale Offerte, conseguenti alla rimozione delle tutele di prezzo (sia nel mercato dell'energia elettrica sia nel mercato del gas naturale).

Servizio di *default* di trasporto

Il servizio di *default* di trasporto (SdD_T), disciplinato dall'Autorità con delibera 14 giugno 2012, 249/2012/R/gas, affinisce 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 l'impresa maggiore di trasporto, al fine di ridurre i casi di attivazione dell'SdD_T, possa organizzare e svolgere procedure ad 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 loro selezione.

A partire dall'anno termico 2015/2016, l'impresa maggiore di trasporto eroga direttamente il SdD_T senza ricorrere alla selezione, tramite procedure concorsuali, di un "fornitore transitorio" (di seguito: FT_T). Pertanto, con le delibere 17 settembre 2015, 443/2015/R/gas, 29 settembre 2016, 540/2016/R/gas, 28 settembre 2017, 662/2017/R/gas, 27 settembre 2018, 486/2018/R/gas, 26 settembre 2019, 395/2019/R/gas, e 29 settembre 2020, 355/2020/R/gas, relativamente agli anni termici 2015-2016, 2016-2017, 2017-2018, 2018-2019, 2019-2020 e 2020-2021, l'Autorità ha stabilito delle previsioni che sono state riconfermate per ogni anno termico successivo.

Alla luce della continuità degli interventi in materia di SdD_T sopra richiamati, con la delibera 30 settembre 2021, 409/2021/R/gas, è stata confermata la disciplina contenuta nei suddetti interventi svincolandola dal singolo anno termico, ed è stato previsto che, qualora l'impresa maggiore di trasporto decida di erogare direttamente il SdD_T sulla

propria rete senza procedere all'individuazione di un FT_T, pubblici, oltre a quanto già previsto sul proprio Codice di rete, l'eventuale disponibilità a svolgere tale servizio anche presso le reti regionali delle altre imprese di trasporto.

Con la delibera 14 giugno 2012, 249/2012/R/gas, art. 10, l'Autorità ha definito il meccanismo di copertura del rischio di mancato pagamento, al fine di garantire un livello adeguato e proporzionato di efficienza nella gestione dei crediti nei confronti degli utenti dell'SdDT, in coerenza coi principi di diligenza specifica e di contenimento degli oneri per il sistema, come declinati alla luce delle peculiarità del servizio di SdDT. Gli oneri derivanti da detto meccanismo sono posti a carico dell'elemento UG_{3_FT} della componente UG₃ e della componente tariffaria addizionale della tariffa di trasporto UG_{3_T}, di cui al comma 26.1, lettera i), della RTTG. Al fine di mitigare gli impatti dell'attuale congiuntura e della forte crescita dei prezzi del gas naturale e, di conseguenza, sulla spesa complessiva per la fornitura di gas naturale per gli utenti finali, l'Autorità ha azzerato il livello di detti corrispettivi per l'anno 2022, con la delibera 30 dicembre 2021, 637/2021/R/gas, con la delibera 30 marzo 2022, 144/2022/R/gas, con la delibera 30 giugno 2022, 296/2022/R/gas, e con la delibera 29 settembre 2022, 462/2022/R/com. Altri interventi in materia di SdD_T sono riportati nel Capitolo 4 del Volume 2, al paragrafo "Accesso al servizio di trasporto".

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 di minori dimensioni, 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 purché non morosi, nonché le utenze relative ad attività di servizio pubblico⁵. Il servizio di *default* invece è volto a garantire il bilanciamento della rete con riferimento ai clienti che non hanno diritto al servizio FUI, poiché non rientranti nelle tipologie sopra richiamate⁶. 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 alle suddette 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 e, in particolare, il servizio di *default* ha avuto pieno avvio con riferimento all'anno termico 2013-2014⁷. 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 utenze del servizio pubblico) e, per il FD_D, ai clienti morosi, entrambi disciplinati dal TIVG (di seguito: meccanismi di reintegrazione degli oneri della morosità o meccanismi di reintegrazione). Gli oneri di tali meccanismi di reintegrazione sono posti a carico dell'elemento UG_{3_U} della componente UG₃ della tariffa obbligatoria dei servizi di distribuzione e misura, di cui al comma 40.3, lettera h), della RTDG. Al fine di mitigare gli impatti dell'attuale congiuntura e della forte crescita

⁵ 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.

⁶ 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).

⁷ 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.

dei prezzi del gas naturale e, di conseguenza, sulla spesa complessiva per la fornitura di gas naturale per gli utenti finali, l'Autorità ha azzerato il livello dell'elemento $UG_{3_{Uj}}$ per l'anno 2022, con la delibera 30 dicembre 2021, 637/2021/R/gas, con la delibera 30 marzo 2022, 144/2022/R/gas, con la delibera 30 giugno 2022, 296/2022/R/gas, e con la delibera 29 settembre 2022, 462/2022/R/com.

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 6 luglio 2021, 290/2021/R/gas, pur confermando, in continuità con la precedente assegnazione dei servizi, una durata dell'assegnazione uguale sia per il FUJ che per il FD_D , ha previsto che la medesima sia fissata pari a due anni termici intercorrenti dal 1° ottobre 2021 al 30 settembre 2023: l'opportunità di prevedere la medesima durata delle assegnazioni discende dalle possibili complementarità nello svolgimento dei servizi, mentre l'assegnazione per due anni termici 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 21 luglio 2020, 283/2020/R/gas, in merito a: (i) la configurazione delle aree per l'assegnazione dei servizi e la loro conseguente erogazione, in ossequio al criterio di omogeneità tra le aree di assegnazione; (ii) le condizioni economiche applicate ai clienti; (iii) le informazioni da rendere disponibili ai partecipanti alle procedure concorsuali; (iv) i meccanismi di reintegrazione degli oneri non recuperabili della morosità dei clienti che usufruiscono dei servizi in questione.

La delibera 29 luglio 2022, 372/2022/R/gas, ha da ultimo modificato le modalità di determinazione delle condizioni economiche del servizio FUJ e del servizio *default* (di seguito: SUJ), sostituendo, a decorrere dal 1° ottobre 2022, il riferimento alla previgente componente $C_{MEM,t}$ con la media mensile del prezzo del PSV *day ahead* rilevato da ICIS-Heren per analogia con la nuova modalità di determinazione delle condizioni del servizio di tutela gas. Inoltre, la medesima delibera ha integrato, in via straordinaria, i meccanismi di perequazione per tenere conto, nell'ambito degli stessi, anche di un'adeguata compensazione dei costi di approvvigionamento sostenuti dagli esercenti, con esclusivo riferimento ai volumi incrementali approvvigionati, per il periodo intercorrente dal 1° ottobre 2021 al 30 settembre 2022. Simile compensazione si è resa infatti necessaria in ragione della estrema volatilità e aumento dei prezzi del gas naturale nonché dell'aumento inaspettato e significativo dei clienti per cui si sono attivati i SUJ; circostanze, queste, che hanno accresciuto il rischio di approvvigionamento dei volumi incrementali in misura sproporzionata. Per ultimo, con la predetta delibera è stato definito il meccanismo di perequazione ricavi per gli esercenti i SUJ, così da garantire che i ricavi derivanti dall'erogazione del servizio siano determinati in base al parametro offerto da ciascun esercente in sede di procedura ad evidenza pubblica.

Disposizioni urgenti in materia di esercizio del servizio di *default* sulle reti di trasporto del gas naturale

Nel contesto di andamento particolarmente elevato e volatile dei prezzi del mercato all'ingrosso che ha caratterizzato ancora i primi mesi del 2022 e che ha determinato, tra le altre cose, un aumento dei casi di risoluzione dei contratti di trasporto e attivazione del servizio di *default* trasporto nei confronti di un numero elevato di Utenti della distribuzione (di seguito: UdD), l'Autorità, con la delibera 13 gennaio 2022, 3/2023/R/gas, è intervenuta sulla disciplina del servizio di *default* trasporto uniformando tempistiche e modalità di attivazione del servizio, sia nei casi di attivazione a seguito di risoluzione del contratto di trasporto, sia nei casi di attivazione per assenza di relazioni di

corrispondenza valide tra Utente del bilanciamento (di seguito: UdB) e PdR della rete di distribuzione (di seguito: relazione di corrispondenza). Inoltre, in considerazione delle diverse segnalazioni pervenute all'Autorità, relative alle possibili difficoltà, date le straordinarie condizioni di mercato, per gli UdD di trovare, nei tempi previsti dalla regolazione, UdB ai quali attribuire i prelievi dei punti di riconsegna delle reti di distribuzione, inizialmente associati agli UdB per i quali il contratto di trasporto è stato risolto, con la medesima delibera 3/2022/R/gas, l'Autorità ha previsto straordinariamente per il primo trimestre del 2022, nei casi di attivazione del servizio di *default* trasporto a seguito di risoluzione del contratto di trasporto di cui all'art. 6, comma 1, della delibera 249/2012/R/gas, un'ulteriore dilazione dei termini di presentazione della richiesta di associazione di un nuovo UdB responsabile dei prelievi di cui al comma 7.2 dell'allegato A alla delibera 155/2019/R/gas, fino al quintultimo giorno lavorativo antecedente alla fine del mese.

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: il Gestore del SII), di un Portale delle offerte rivolte ai clienti finali domestici e alle piccole imprese di energia elettrica e gas naturale (di seguito: Portale Offerte), ai sensi dell'art. 1, comma 61, della legge n. 124/2017. Il Portale Offerte contiene offerte fisse e offerte variabili di mercato libero, offerte PLACET, nonché la spesa dei servizi di tutela sia per l'energia elettrica che per il gas naturale. Si tratta di offerte rivolte ai clienti domestici, alle imprese del settore elettrico alimentate in bassa tensione, ai condomini uso domestico con consumi gas inferiori a 200.000 S(m³)/anno e alle imprese del settore gas con consumi inferiori a 200.000 S(m³)/anno.

La progettazione e l'implementazione del Portale Offerte sono incentrate a garantire la facilità di consultazione da parte dell'utente finale. Dall'avvio in operatività, avvenuto il 1° luglio 2018, il Portale è stato oggetto di monitoraggio al fine di verificare eventuali necessità di consolidamento, evoluzioni e nuove funzionalità.

Trimestralmente è svolta un'analisi di fruibilità e semplicità di consultazione del Portale Offerte, valutandone l'utilizzo sia mediante PC-*desktop* sia attraverso dispositivi mobili.

Complessivamente, dal 1° luglio 2018 al 31 dicembre 2022, il sito ha avuto un totale di 5.000.744 visite. Le pagine complessivamente visualizzate sono state 37.124.659.

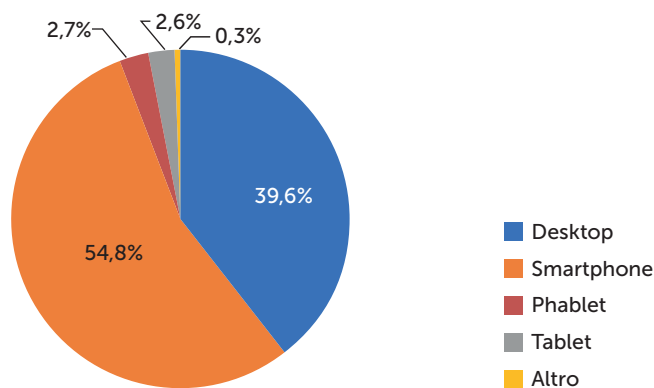
Nel quarto trimestre 2022 di attività del Portale Offerte, il Gestore del SII ha costantemente effettuato il monitoraggio:

- delle visite;
- delle URL;
- delle tipologie di referenti;
- delle tipologie di dispositivi di navigazione;
- dei *browser*;
- dei Paesi da cui sono stati effettuati accessi sul Portale.

Dal monitoraggio degli accessi risulta che per il periodo luglio-dicembre 2022 il sito ha avuto un totale di 979.543 visitatori unici (+2% rispetto allo stesso periodo del 2021). Il numero di utenti che utilizzano il Portale Offerte è pertanto aumentato sia in termini assoluti che in termini percentuali rispetto al totale delle visite. In media hanno visitato mensilmente il Portale nel secondo semestre del 2022 oltre 163 mila visitatori unici, con un picco nel mese di ottobre 2022 di oltre 227.000 utenti.

Nel quarto trimestre del 2022 la maggior parte degli utenti del Portale ha utilizzato, per la navigazione, *browser* disponibili mediante dispositivi *desktop*. Gli accessi nel quarto trimestre del 2022 sono avvenuti, infatti, per il 54,8% tramite *desktop*, percentuale in aumento rispetto al trimestre precedente quando era pari al 45%; mentre per il 40% l'accesso è avvenuto tramite *smartphone*, percentuale in diminuzione rispetto al precedente trimestre (-2,5%) (Fig. 9.1).

FIG. 9.1 Numero di visite per dispositivo alla data del 31 dicembre 2022



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

Il Portale Offerte, realizzato sulla piattaforma Azure creata da Microsoft, utilizza servizi basati sul *cloud* che permettono di dimensionare con flessibilità e scalabilità e in maniera puntuale le risorse necessarie, aumentandole o diminuendole in funzione delle proprie esigenze e in qualsiasi momento. Sulla base degli elementi emersi in relazione alla complessità di calcolo della spesa, della numerosità delle offerte da gestire e della numerosità degli accessi, nel 2022 non sono stati necessari interventi di adeguamento tecnologico per il Portale Offerte.

Nel corso del 2022 è stato ulteriormente ottimizzato il *layout* delle pagine di dettaglio delle offerte pubblicate nel Portale Offerte, con il duplice obiettivo di renderlo di più facile utilizzo per l'utente e di fornirgli il maggior numero di informazioni utili. A titolo esemplificativo, nella pagina di dettaglio di ciascuna offerta è stata resa evidente la spesa, al netto e al lordo delle imposte, e sono state inserite le informazioni contenute nella scheda sintetica di cui al Codice di condotta commerciale richiamate nel paragrafo precedente.

Da ottobre 2022, a seguito di consultazione, sono state apportate al tracciato, adoperato dagli operatori per caricare le proprie offerte nel Portale, alcune modifiche finalizzate principalmente all'acquisizione di ulteriori informazioni sulle offerte nonché a rendere più agevole il processo di trasmissione dei dati su tali offerte (il nuovo tracciato, ad esempio, permette al venditore di inserire offerte con nuovi indici e con differenti periodicità di aggiornamento dell'indice per le offerte variabili).

Inoltre, sono stati effettuati degli interventi di affinamento delle modalità di calcolo della spesa delle offerte a prezzo variabile di energia elettrica e gas naturale presenti nel Portale Offerte, finalizzati a riflettere più adeguatamente

nella stima di tale spesa l'andamento dei prezzi attesi dell'energia, a fronte dell'attuale situazione di forte volatilità dei prezzi delle *commodities* energetiche. In particolare, è stato previsto l'aggiornamento su base mensile, in luogo di quello trimestrale, degli indici *forward* di energia elettrica e gas naturale adoperati per la stima della spesa delle offerte a prezzo variabile. Con specifico riferimento alla stima della spesa del servizio di tutela gas, è stata apportata una modifica alle modalità di determinazione della stessa in seguito all'eliminazione di alcune componenti del prezzo di tutela previgenti alla riforma di cui alla delibera 374/2022/R/gas e alla nuova indicizzazione al PSV.

Nel corso del 2022, sono proseguiti gli approfondimenti già iniziati nell'anno precedente, funzionali al successivo sviluppo di due ulteriori funzionalità del Portale Offerte:

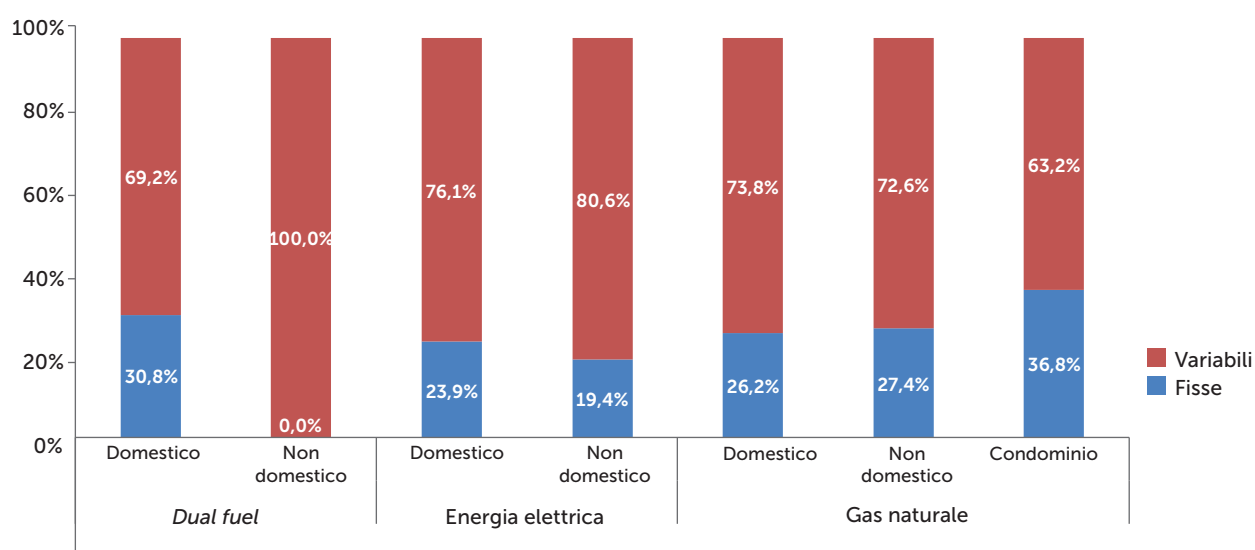
- di calcolo della spesa associato all'offerta che il cliente riceve dal proprio venditore in occasione di rinnovi contrattuali, variazioni delle condizioni economiche ed evoluzioni automatiche delle condizioni contrattuali, così da poterla confrontare con le altre offerte visualizzate in seno al Portale e valutarne l'eventuale convenienza;
- di calcolo della spesa personalizzata del cliente finale che permetterebbe all'utente del Portale Offerte di simulare la spesa annua delle offerte ivi visualizzate sulla base del profilo di consumo effettivo dell'utente, riferito agli ultimi dodici mesi.

Sempre nell'ottica di agevolare l'utilizzo del sito da parte degli utenti, sono stati integrati e arricchiti i contenuti dei video tutorial.

Dal monitoraggio del Portale Offerte di cui all'art. 33 dell'allegato A alla delibera 51/2018/R/com, si evince che, visualizzando le offerte presenti nel *database* del PO disponibili il 31 dicembre 2022, esse risultano pari a 4.160, di cui 2.074 di mercato libero, 1.844 offerte PLACET e 242 offerte senza il calcolo della stima della spesa annua.

Per il settore elettrico sono disponibili complessivamente 2.028 offerte: per il gas naturale sono 1.876, mentre le offerte *dual fuel* sono 14 (Fig. 9.2).

FIG. 9.2 Offerte presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2022, distinte per tipologia di cliente finale, commodity e tipologia di prezzo



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

Come riportato nella figura 9.2 per il settore elettrico, il 24% delle offerte rivolte ai clienti domestici è a prezzo fisso, mentre per i clienti non domestici tale percentuale si attesta al 20%; quindi, le offerte disponibili per entrambe le tipologie di clienti sono prevalentemente a prezzo variabile. Per il settore del gas naturale per il quarto quadrimestre si è registrata analoga situazione: il 74% delle offerte domestiche è a prezzo variabile.

Mensilmente viene effettuato il monitoraggio dei prezzi delle offerte presenti nel Portale Offerte sia per il settore dell'energia elettrica sia per il settore del gas naturale.

Le rilevazioni mensili sono pubblicate, con cadenza mensile, nel sito dell'Autorità (www.arera.it/it/dati/monitoraggio_retail.htm).

I grafici riportano, a partire da dicembre 2019, il numero di offerte che i clienti finali, domestici e non domestici, possono scegliere, consultando il Portale Offerte dell'Autorità, per approvvigionarsi di energia elettrica e gas naturale. Oltre ai numeri totali di offerte disponibili, è riportata la distinzione tra offerte PLACET e altre offerte del mercato libero e tra offerte a prezzo fisso e offerte a prezzo variabile.

I grafici, inoltre, analizzano la spesa annua che un cliente avrebbe potuto sostenere scegliendo tra le offerte mensilmente disponibili nel Portale Offerte per l'utente tipo domestico per il settore elettrico⁸ e l'utente tipo domestico gas⁹; si illustra la disponibilità mensile:

- delle offerte disponibili più convenienti della maggior tutela, in numero e in percentuale rispetto al totale delle offerte di mercato libero pubblicate sul Portale Offerte;
- del massimo risparmio disponibile rispetto alla spesa annua prevista per la maggior tutela, in euro e in percentuale rispetto alla spesa di maggior tutela.

I dati sono distinti tra offerte a prezzo variabile e offerte a prezzo fisso per entrambe le *commodity*.

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 di energia elettrica e di 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 dei medesimi clienti 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

⁸ Si considera cliente domestico residente a Milano con consumo di 2.700 kWh/y e 3kW di potenza.

⁹ Si considera cliente domestico sito a Milano con 1.400 Smc di consumo annuo – uso cottura, riscaldamento e acqua calda – e misuratore classe < G6.

tutela (di seguito: 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 (differenziate solo nel 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 uso domestico e altri usi) titolari di punti con consumi annui inferiori a 200.000 S(m³).

Alla data del 31 dicembre 2022 risultano presenti nel Portale Offerte 1.844 offerte PLACET, come di seguito dettagliate (Tav. 9.3).

TAV. 9.3 *Numero di offerte PLACET presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2022, distinte per tipologia di cliente finale e per commodity*

	COMMODITY	TIPO CLIENTE	TIPO OFFERTA	N.	SUB-TOTALE PER TIPOLOGIA DI CLIENTE	SUB-TOTALE PER TIPOLOGIA DI COMMODITY
OFFERTE PLACET	Energia elettrica	Domestico	fissa	180	400	799
			variabile	220		
		Non domestico	fissa	180	399	
			variabile	219		
	Gas naturale	Domestico	fissa	174	375	1.045
			variabile	201		
		Non domestico	fissa	174	368	
			variabile	194		
		Condominio	fissa	141	302	
		Condominio	variabile	161		
TOTALE OFFERTE						1.844

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

Portale Consumi

Il Portale dei consumi di energia elettrica e di gas naturale (cosiddetto Portale Consumi) è il sito internet istituzionale ove i consumatori possono accedere ai dati relativi alle forniture di energia elettrica e di gas naturale di cui sono titolari, ovvero ai dati di consumo storici e alle principali informazioni tecniche e contrattuali. È operativo dal 1° luglio 2019 – data del suo primo *go-live* – coerentemente con le tempistiche indicate dalla normativa di riferimento.

Come previsto dalla delibera 25 giugno 2019, 270/2019/R/com, con cui l'Autorità ha approvato il Regolamento di funzionamento del Portale, recante i criteri generali, i principi tecnici e il modello organizzativo, e ha incaricato il Gestore del SII del suo sviluppo in conformità, il Portale Consumi è concepito come un progetto a più

fasi attuative. Pertanto, sin dalla sua istituzione, è stato oggetto di continue evoluzioni finalizzate sia a verificarne e migliorarne le *performance* sia a implementarne le specifiche; nel corso del 2022 sono state ulteriormente sviluppate e perfezionate funzionalità relative alla reportistica personalizzabile dal cliente, alla tipologia di clienti che possono accedervi e alla esportabilità dei dati nonché approfondimenti in merito alle evoluzioni del quadro normativo italiano e comunitario, al fine di consentire l'accesso dei dati a parti terze autorizzate dai clienti finali. Per maggiori dettagli relativi alla funzionalità e ai contenuti del Portale Consumi e alle successive implementazioni già disponibili, sia dell'area privata sia dell'area pubblica, si rimanda anche alle precedenti *Relazioni Annuali*.

Iniziative di informazione per il superamento delle tutele di prezzo

Con la delibera 10 novembre 2017, 746/2017/R/com, come modificata dalla delibera 21 maggio 2019, 197/2019/R/com, l'Autorità ha stabilito che gli esercenti la maggior tutela e i fornitori nell'ambito del servizio di tutela del gas, a partire dal 1° gennaio 2018 e fino al superamento delle tutele di prezzo come definito dalla specifica normativa, dovessero inviare ai loro clienti, all'interno della fattura sintetica, un'apposita informativa, con contenuto definito dall'Autorità, in merito al superamento delle tutele di prezzo.

Per l'anno solare 2022, l'Autorità ha continuato a definire e a comunicare ai venditori, con cadenza semestrale, il contenuto delle informative da riportare in fattura. Le comunicazioni incluse nelle fatture emesse nel primo e nel secondo semestre del 2022 hanno informato il cliente finale che cambiare contratto o fornitore è semplice e gratuito ed è assicurata la garanzia della continuità del servizio; hanno, altresì, fornito gli elementi che dovrebbero sollecitare il cliente a usufruire degli strumenti dell'Autorità volti a effettuare una scelta informata e consapevole, come il Portale Offerte luce e gas e le offerte PLACET.

A partire dal 1° gennaio 2023, ai sensi della delibera 10 maggio 2022, 209/2022/R/com, che modifica, tra l'altro, l'allegato A alla delibera 16 ottobre 2014, 501/2014/R/com, sia i venditori di mercato libero sia gli esercenti i servizi di tutela per le forniture di energia elettrica e gas naturale sono invece tenuti a riportare all'interno di ciascuna bolletta, con separata e adeguata evidenza, il seguente messaggio: *"Per scoprire se ci sono altre offerte più adatte alle tue esigenze, per conoscere meglio le tue abitudini di consumo, i tuoi consumi storici e per confrontare il tuo consumo nello stesso periodo degli anni precedenti e per ricevere informazioni o conoscere i tuoi diritti, consulta www.arera.it/consumatori".*

L'Autorità ha, quindi, confermato che l'obbligo informativo a valere sugli esercenti la maggior tutela e i fornitori nell'ambito della tutela gas, con riferimento ai clienti forniti in maggior tutela e ai clienti serviti in tutela gas, di cui alla delibera 746/2017/R/com, a decorrere dal 1° gennaio 2023 e fino al pieno superamento delle tutele di prezzo previsto entro gennaio 2024, sia da considerarsi assolto con il previsto inserimento in bolletta della comunicazione introdotta dalla delibera 209/2022/R/com.

Inoltre, nell'ambito delle disposizioni per l'erogazione del servizio a tutele gradualmente per le micro-imprese del settore dell'energia elettrica di cui alla legge n. 124/2017, l'Autorità ha previsto che l'esercente la maggior tutela uscente nel periodo intercorrente da luglio 2022 a marzo 2023 allegghi, ad almeno due bollette, di cui la seconda inviata al cliente nel periodo tra la data di pubblicazione degli esiti delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio a

tutele graduali per le micro-imprese e la fine del mese precedente all'attivazione di detto servizio, in un foglio separato (ovvero, nel caso di bolletta in formato dematerializzato, in file separato oppure all'interno del file della bolletta nella prima pagina del documento), un'informativa con testo standardizzato definito dall'Autorità e che riporti, nella bolletta sintetica di chiusura del cliente finale, ai sensi dell'art. 10, comma 3, dell'allegato A alla delibera 501/2014/R/com, un messaggio anch'esso definito dall'Autorità, finalizzato a renderlo edotto del cambio di fornitore.

Rafforzamento e adeguamento del Codice di condotta commerciale

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 22 marzo 2022, 121/2022/R/eel, per l'implementazione, tra l'altro, delle disposizioni inerenti ai diritti contrattuali dei clienti finali di energia elettrica di cui ai commi 5 e 7 dell'art. 7 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, con la delibera 28 giugno 2022, 289/2022/R/com, l'Autorità ha approvato i primi interventi di adeguamento del Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti finali (di seguito, semplicemente, Codice di condotta commerciale)¹⁰. Il Codice di condotta commerciale definisce, in accordo con le previsioni del Codice del consumo¹¹ 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). In particolare, la citata delibera 289/2022/R/com ha adeguato alle previsioni del decreto legislativo n. 210/2021 gli obblighi informativi del Codice di condotta commerciale, con riferimento alle offerte di energia elettrica, in materia di modalità e termini di pagamento delle bollette e di obblighi di servizio pubblico universale dei venditori. Inoltre, la delibera 289/2022/R/com ha disposto l'aggiornamento mensile della stima della spesa annua delle offerte a prezzo variabile e dei servizi di tutela presente nelle Schede di confrontabilità per le forniture di energia elettrica e gas naturale di cui agli allegati 1, 2 e 3 del Codice medesimo.

Nell'ottica di rafforzare ulteriormente l'informazione e l'*empowerment* dei clienti finali, con il documento per la consultazione 6 dicembre 2022, 668/2022/R/com, l'Autorità ha delineato gli orientamenti in merito all'aggiornamento ed efficientamento del Codice di condotta commerciale con riferimento agli obblighi informativi:

- in materia di oneri di recesso anticipato dei clienti finali di energia elettrica nell'ambito del procedimento avviato dall'Autorità con la delibera 121/2022/R/eel;
- in caso di rinnovo delle condizioni economiche nei contratti di fornitura di energia elettrica e gas naturale nell'ambito del procedimento avviato dall'Autorità con la delibera 197/2019/R/com.

Inoltre, in vista della completa apertura dei mercati *retail* e al fine di intercettarne il dinamismo tecnologico e commerciale, con il documento per la consultazione 668/2022/R/com, l'Autorità ha effettuato una prima disamina finalizzata a individuare, anche tenendo conto delle esperienze internazionali in materia, la necessità di interventi regolatori relativamente agli obblighi informativi in materia di contratti con prezzo dinamico dell'energia elettrica, offerte di mercato libero con strutture di prezzo non convenzionali (le offerte non ricomprese nelle categorie di offerta a prezzo fisso e offerta a prezzo variabile come definite nel Codice di condotta commerciale), servizi e prodotti aggiuntivi e offerte con disponibilità di energia rinnovabile.

¹⁰ Allegato A alla delibera 28 giugno 2018, 366/2018/R/com.

¹¹ Decreto legislativo 6 settembre 2005, n. 206.

Aggiornamento della Bolletta 2.0

Facendo seguito al documento per la consultazione 14 dicembre 2021, 579/2021/R/com, con la delibera 209/2022/R/com l'Autorità ha concluso il primo gruppo di interventi di aggiornamento e revisione della regolazione della Bolletta 2.0, finalizzati a integrare il contenuto informativo della bolletta sintetica con elementi funzionali alla maggiore consapevolezza, alla riscontrabilità e alla confrontabilità, operando al contempo in sinergia con gli interventi già disciplinati in vista del superamento delle tutele di prezzo. Al fine di razionalizzare le azioni di aggiornamento della bolletta in un intervento quanto più possibile organico, con la medesima delibera, l'Autorità ha disposto altresì l'implementazione di un primo sottoinsieme di prescrizioni in tema di bollette di cui al decreto legislativo n. 210/2021 di recepimento della direttiva (UE) 944/2019. In particolare, l'Autorità ha definito le seguenti innovazioni relative alla bolletta sintetica che dovevano essere implementate entro la prima bolletta emessa successivamente alla data del 1° gennaio 2023:

- l'indicazione del Codice offerta, per tutte le offerte nel mercato libero, corrispondente al Codice offerta abbinato correntemente nel Registro centrale ufficiale (RCU) alla fornitura in corso;
- l'inserimento della spesa annua sostenuta, indistintamente per tutti i clienti e le tipologie di contratto (mercato libero e servizi di tutela), dopo un anno di fornitura. Tale elemento informativo corrisponde alla sommatoria della spesa riportata nelle ultime dodici mensilità, ricomprendendo solo quanto dovuto per la fornitura propriamente detta di energia elettrica o di gas naturale (scorporando gli importi relativi al "Canone di abbonamento alla televisione per uso privato" e gli importi relativi alle voci "Altre partite", quali eventuali indennizzi e/o importi per servizi o prodotti aggiuntivi a titolo oneroso previsti nell'offerta), ed è aggiornata in ciascuna bolletta;
- la revisione del criterio di determinazione del consumo annuo sostenuto per tutti i clienti finali;
- la definizione dell'obbligo per i venditori del mercato libero di dare evidenza distinta delle voci di spesa "oneri di sistema" e "trasporto e gestione del contatore", in analogia con quanto già disposto per i regimi di tutela, anche al fine di aumentare la trasparenza e l'omogeneità nell'esposizione delle voci di spesa stesse.

Con riferimento al primo sottoinsieme di misure definite dall'Autorità previste in attuazione al decreto legislativo n. 210/2021, a seguito del secondo incontro del Tavolo tecnico con le associazioni rappresentative dei consumatori domestici, delle piccole e medie imprese e delle associazioni rappresentative degli operatori in merito alle ipotesi di modifica della regolazione della Bolletta 2.0, istituito dall'Autorità con la delibera 8 giugno 2022, 242/2022/R/com, e organizzato in data 30 marzo 2022, con la medesima delibera 209/2022/R/com l'Autorità ha altresì disposto l'indicazione nella bolletta sintetica dei seguenti elementi:

- l'eventuale scadenza del contratto o l'indicazione che lo stesso sia a tempo indeterminato;
- almeno una delle modalità di attivazione del Servizio conciliazione dell'Autorità e di eventuali altri organismi di risoluzione extragiudiziale delle controversie, ai quali il venditore medesimo si impegna a partecipare per l'esperimento del tentativo obbligatorio di conciliazione da parte del cliente finale e la cui procedura sia gratuita;
- il link all'apposita pagina creata dall'Autorità presso il proprio sito internet, www.arera.it/consumatori, tramite il quale il cliente finale potrà accedere in maniera congiunta ai tre servizi sviluppati a suo vantaggio: il Portale Offerte, per avere informazioni sulla possibilità di ottenere vantaggi tramite passaggio ad altro fornitore e per conoscere strumenti di confronto dei prezzi; lo Sportello per il consumatore energia e ambiente, per ottenere informazioni sulla risoluzione delle controversie e sulla pubblicazione delle offerte vigenti sul mercato di ven-

dita al dettaglio di energia elettrica e gas; infine, il Portale Consumi, per i confronti, sotto forma di grafico, tra il consumo attuale di energia elettrica del cliente finale con il consumo del cliente finale nello stesso periodo dell'anno precedente, nonché per l'accesso alle informazioni complementari sui consumi storici. L'intervento è stato studiato per razionalizzare e minimizzare le informazioni ulteriori derivanti dall'applicazione del decreto legislativo n. 21/2021.

Con la delibera 29 novembre, 637/2022/R/com, facendo seguito al documento per la consultazione 23 settembre 2022, 441/2022/R/com, l'Autorità ha inoltre disposto l'ulteriore revisione della regolazione della Bolletta 2.0 finalizzata ad aumentare ulteriormente la trasparenza delle bollette dei clienti finali dell'energia elettrica, incrementare la reperibilità del documento Elementi di dettaglio (ED) e definire nuove misure volte alla razionalizzazione e sistematizzazione delle comunicazioni dell'Autorità. Nello specifico, con l'intervento in parola l'Autorità ha disposto:

- la revisione della regolazione in tema di messa a disposizione degli ED ai clienti finali volta ad ampliare la reperibilità degli ED attraverso l'obbligo di messa a disposizione di questi ultimi in formato digitale per tutti i clienti finali mediante un canale digitale individuato dal venditore, a integrazione delle modalità definite dalla vigente regolazione. Come misura complementare, l'Autorità ha previsto, inoltre, un apposito messaggio informativo da inserire all'interno della bolletta sintetica allo scopo di rendere il cliente finale edotto circa le modalità di messa a disposizione degli ED;
- in ragione dell'importanza che riveste la Guida alla lettura, l'inserimento di un messaggio informativo che illustra le modalità per prendere visione della Guida all'interno della bolletta sintetica;
- l'introduzione dell'obbligo di riportare negli ED gli importi fatturati a copertura degli oneri generali di sistema (di seguito anche: OGdS) disaggregati nelle componenti tariffarie A_{SOS} e A_{RIM} in coerenza con la struttura tariffaria definita per ciascuna delle tipologie di contratto definite ai sensi della delibera 28 giugno 2017, 481/2017/R/com. In particolare, gli ED, oltre a riportare l'indicazione dei prezzi unitari e le quantità cui sono applicati relativamente all'importo complessivo, dovranno riportare anche la disaggregazione di tali importi, nelle singole componenti tariffarie a copertura degli OGdS relativamente al settore dell'energia elettrica, che saranno indicate negli ED come "componente A_{SOS} a copertura dei costi per il sostegno delle fonti rinnovabili e da cogenerazione" e "componente A_{RIM} a copertura di altri oneri relativi ad attività di interesse generale";
- l'introduzione di criteri che permettano una maggiore sistematizzazione delle comunicazioni dell'Autorità. In particolare, ha previsto l'obbligo in capo al venditore di predisporre all'interno della bolletta sintetica un apposito "spazio riservato alle comunicazioni dell'Autorità di regolazione energia reti e ambiente" in cui saranno ricomprese esclusivamente le comunicazioni definite dall'Autorità. Al fine di agevolare l'attività degli esercenti e dei venditori nell'includere comunicazioni sempre aggiornate, utili e rilevanti in ciascuna bolletta per tutti i clienti finali, queste comunicazioni saranno, inoltre, riportate nell'apposito registro reso pubblico mediante il sito della medesima Autorità;
- l'adeguamento della regolazione della Bolletta 2.0 in tema di lettura ricondotta. Al fine di rendere univocamente noto al cliente finale l'eventuale utilizzo della lettura ricondotta, l'Autorità ha, dunque, introdotto la definizione di lettura ricondotta nella regolazione della Bolletta 2.0, nonché nel Glossario, anche al fine di prevedere che queste tipologie di letture possano concorrere, insieme alle letture rilevate e alle autoletture, alla formazione dei consumi effettivi.

Queste previsioni sono applicabili per tutti i clienti finali non oltre la prima bolletta emessa successivamente alla data del 1° aprile 2023, a eccezione delle previsioni in tema di sistematizzazione delle comunicazioni dell'Autorità e di lettura ricondotta applicabili dal 1° luglio 2023.

L'assicurazione a favore dei clienti finali del servizio del gas

I clienti finali connessi alle reti di distribuzione locale di 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)¹². 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 2022 ha operato, per il secondo anno, la settima polizza assicurativa, relativa al quadriennio 2021-2024, disciplinata dalla delibera 19 maggio 2020, 167/2020/R/gas. Le prime quattro polizze, che hanno coperto il periodo ottobre 2004-dicembre 2013, si ritengono cessate, poiché risultano ormai prescritti i diritti di eventuali danneggiati che non abbiano sottoposto in tempo utile richiesta di risarcimento o indennizzo. Per le prime tre polizze (periodo ottobre 2004-settembre 2010) risulta, inoltre, azzerato il numero di pratiche ancora aperte (e, di conseguenza, il valore delle relative provviste di riserva), mentre, per la quarta polizza, rimane aperta la sola gestione di cinque pratiche con provvista di riserva non ancora chiuse in via definitiva.

Dal 1° ottobre 2004, data di attivazione della prima polizza assicurativa, al 31 dicembre 2022, sono state ricevute 961 denunce di sinistro (di cui 33 coperte dalla settima polizza), relative a 628 diversi sinistri (20 coperti dalla settima polizza), che hanno comportato complessivamente l'apertura di 2.091 pratiche di indennizzo/risarcimento (80 coperte dalla settima polizza). Nello stesso periodo, risultano effettuati pagamenti, da parte delle imprese assicuratrici, per 56,1 milioni di euro, di cui 54,8 milioni per 699 pratiche chiuse con pagamenti e la restante quota, pari a circa 1,3 milioni, per pratiche ancora aperte. Al 31 dicembre 2022 risultano poste complessivamente a riserva provviste per circa 9 milioni di euro, a fronte di 238 pratiche ancora aperte con provvista di riserva, mentre risultano 1.154 pratiche chiuse senza pagamenti o in *stand by* senza provviste di riserva.

Per quanto riguarda il 2022, sono state aperte in corso d'anno 68 pratiche di indennizzo/risarcimento, delle quali 45 con provvista di riserva, mentre risultano 10 pratiche chiuse in corso d'anno con pagamenti. Con riferimento all'insieme delle pratiche gestite, nel corso del 2022 sono stati pagati importi per oltre 2,1 milioni di euro, e il saldo netto delle riserve ha registrato una riduzione pari a circa 2,3 milioni di euro.

Considerando la sola settima polizza, al 31 dicembre 2022 l'esposizione complessiva era pari a 4 milioni di euro, di cui 910.000 euro per pagamenti e la restante parte per riserve, e risultava generata per il 52% dalla sezione infortuni, per il 28% dalla sezione responsabilità civile e per il restante 20% dalla sezione incendio.

I costi dell'assicurazione sono coperti mediante un apposito corrispettivo, applicato in bolletta una volta all'anno ai titolari di punti di riconsegna assicurati. Per l'anno 2022 il corrispettivo non ha subito variazioni rispetto al valore degli anni precedenti, pari a 45 c€/anno per punto di riconsegna assicurato; tale valore potrà essere aggiornato dall'Autorità con cadenza annuale, in relazione alle disponibilità del Conto assicurazione gestito dalla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) e alle relative esigenze di gettito.

¹² L'assicurazione copre tutti i PdR relativi alle utenze domestiche e ai condomini con uso domestico, come definiti dal Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (TIVG), 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.

Elenco dei venditori di energia elettrica

Come dettagliato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, con la delibera 16 novembre 2017, 762/2017/II/eel, l'Autorità ha approvato la propria proposta al Ministro dello sviluppo economico in merito ai criteri, alle modalità e ai requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione all'elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica ai clienti finali, come previsto dall'art. 1, comma 80, della legge n. 124/2017 (di seguito: legge concorrenza).

Nel periodo in esame, tenendo conto della proposta dell'Autorità e di alcune modifiche normative nel frattempo intervenute, con il decreto del Ministro della transizione ecologica (che ha nel frattempo assorbito le competenze in materia in precedenza delegate al Ministro dello sviluppo economico) 25 agosto 2022, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana il 2 novembre 2022, è stato adottato il "Regolamento recante criteri, modalità e requisiti per l'iscrizione nell'elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica" (di seguito: Regolamento). Più in particolare, il Regolamento prevede, tra l'altro:

- che *"l'iscrizione e la permanenza nell'Elenco venditori costituiscono titolo abilitativo per lo svolgimento delle attività di vendita nel mercato al dettaglio dell'energia elettrica per le imprese che siano dirette controparti commerciali dei clienti finali nell'ambito dei contratti di fornitura di energia elettrica"* (art. 2, comma 3);
- *"le condizioni, i criteri, le modalità e i requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione, la permanenza e l'esclusione dei soggetti iscritti nell'Elenco venditori"* e ha disciplinato *"il procedimento per l'esclusione degli iscritti dal medesimo Elenco venditori"* (art. 2, comma 2);
- le modalità per l'iscrizione all'Elenco (art. 6) nonché la permanenza (art. 7) e l'esclusione (art. 8) delle imprese.

Per quanto riguarda le disposizioni di prima attuazione, il Regolamento ha altresì previsto che *"le imprese di vendita che alla data di entrata in vigore del [...] regolamento risultano accreditate in qualità di controparti commerciali dei clienti finali nel SII sono provvisoriamente iscritte nell'Elenco venditori"* e che *"con provvedimento dell'Autorità, da adottare entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore [...] siano] definite le procedure per assicurare il flusso delle informazioni da parte del Gestore del SII ai fini dell'iscrizione provvisoria nell'Elenco venditori"*.

A tale fine, con la delibera 15 novembre 2022, 585/2022/R/eel, l'Autorità ha definito le disposizioni finalizzate a consentire il primo popolamento dell'Elenco e l'iscrizione provvisoria delle imprese di vendita dell'energia elettrica che sono risultate accreditate in qualità di controparti commerciali nel SII alla data del 17 novembre 2022, corrispondente alla data di entrata in vigore del regolamento, richiedendo al Gestore del SII la trasmissione al Ministero della transizione ecologica delle informazioni presenti nell'RCU necessarie all'identificazione. Alle imprese iscritte provvisoriamente all'elenco è successivamente richiesto l'onere di attestare il rispetto dei requisiti previsti dal Regolamento, entro i termini previsti dallo stesso.

Regolazione del mercato elettrico e del gas

Morosità e disciplina del sistema indennitario

La disciplina del sistema indennitario, 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: disciplina a regime del sistema indennitario), allegato approvato con la delibera 3 agosto 2017, 593/2017/R/com, in vigore per entrambi i settori dell'energia elettrica e del gas naturale, persegue la finalità di garantire, all'esercente la vendita uscente, un indennizzo per il mancato incasso del credito relativo alle fatture degli ultimi quattro mesi precedenti alla 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 quattro mesi di erogazione della fornitura, è posto a carico del cliente finale moroso attraverso l'applicazione di un corrispettivo aggiuntivo della tariffa di distribuzione, il corrispettivo C^{MOR}. Ai sensi della delibera 26 luglio 2018, 406/2018/R/com, la suddetta 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 a dicembre 2022, gli esercenti la vendita uscenti hanno correttamente emesso oltre 1,7 milioni di richieste di indennizzo per corrispettivi C^{MOR} totali di 578,8 milioni di euro a fronte di crediti insoluti di circa 750,2 milioni di euro. Nel settore del gas, dall'entrata in operatività del sistema indennitario nel giugno 2019 fino a dicembre 2022, gli esercenti la vendita uscenti hanno correttamente emesso più di 391.000 richieste di indennizzo per corrispettivi C^{MOR} totali di 113,9 milioni di euro a fronte di crediti insoluti di circa 137,3 milioni di euro. Nel corso del 2022 gli esercenti la vendita hanno ottenuto indennizzi per 12,9 milioni di euro in media al mese nel settore elettrico e per 4,2 milioni di euro in media al mese 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 7 e i 19 mesi, durante i quali gli esercenti la vendita uscenti avrebbero dovuto incassare i propri crediti dai clienti finali tramite i canali standard di riscossione), dall'entrata in vigore del sistema indennitario gli esercenti la vendita sono riusciti a ridurre gli oneri del mancato pagamento, relativi ai crediti per cui hanno presentato richiesta di indennizzo, del 77% nel settore elettrico e dell'83% nel settore del gas.

Le attività di monitoraggio 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 nel grafico seguenti.

TAV. 9.4 Incidenza, sul totale dei C^{MOR} applicati, dei clienti che in seguito a ripetuti switching hanno indotto più esercenti a richiedere l'indennizzo

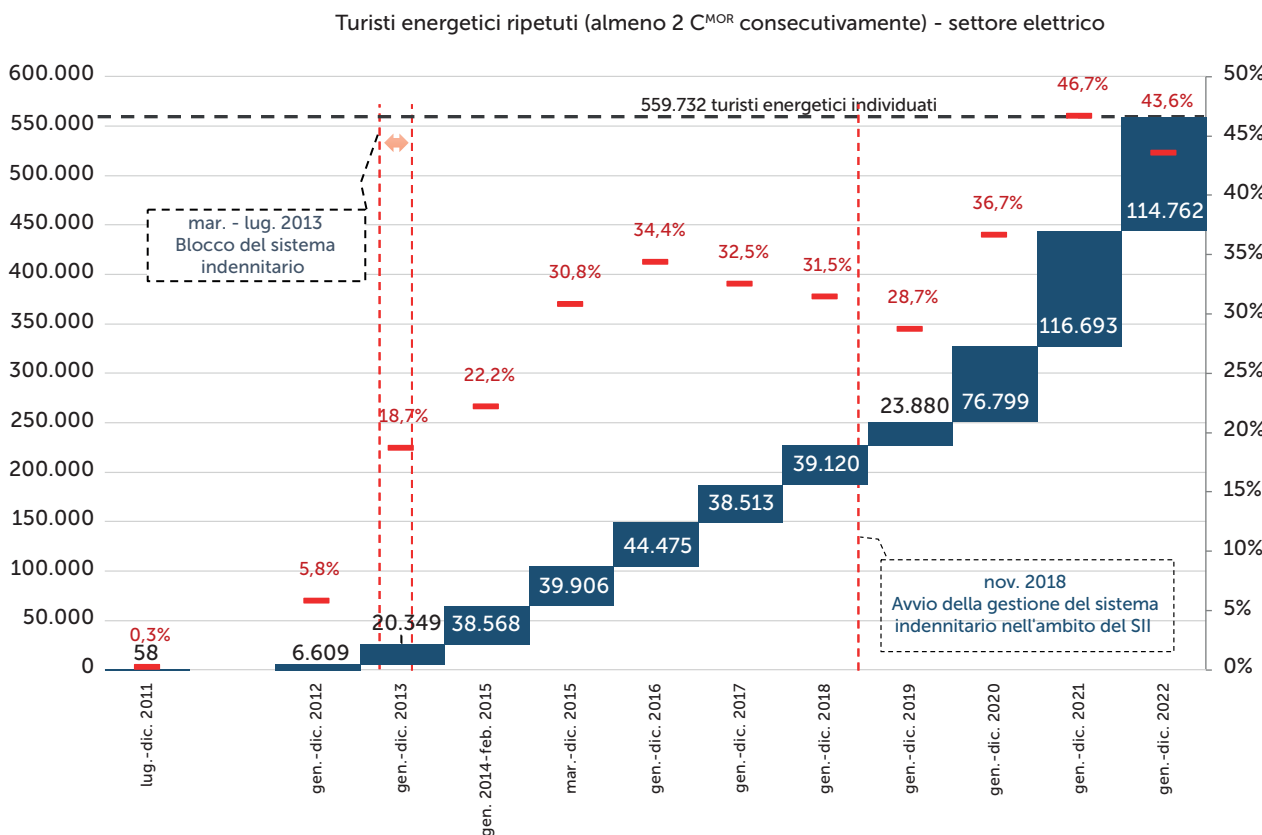
SETTORE ELETTRICO	LUG. - DIC. 2011 ^(B)	GEN. - DIC. 2012 ^(B)	GEN. - DIC. 2013 ^{(B) (C)}	GEN. 2014 - FEB. 2015 ^(B)	MAR. - DIC. 2015	GEN. - DIC. 2016	GEN. - DIC. 2017	GEN. - DIC. 2018 ^(D)	GEN. - DIC. 2019	GEN. - DIC. 2020	GEN. - DIC. 2021	GEN. - DIC. 2022
Nel periodo analizzato	0,3%	5,8%	18,7% ^(A)	22,2%	30,8%	34,4%	32,5%	31,5%	28,7%	36,7%	46,7%	43,6%
Cumulate	0,3%	4,9%	11,0%	15,6%	19,2%	22,1%	23,7%	24,7%	25,1%	27,1%	30,4%	32,4%

SETTORE DEL GAS	GIU. - DIC. 2019 ^(E)	GEN. - DIC. 2020	GEN. - DIC. 2021	GEN. - DIC. 2022
Nel periodo analizzato	3,6%	29,0%	39,6%	39,1%
Cumulate	3,6%	19,3%	27,9%	31,2%

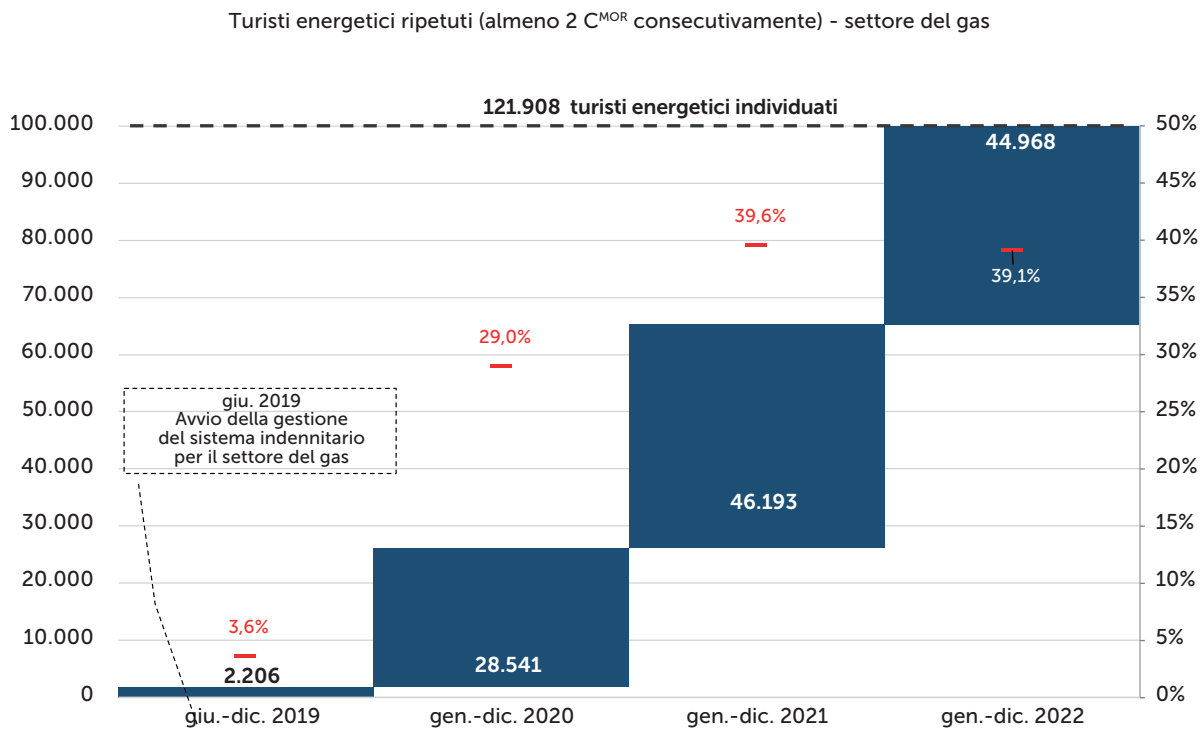
- (A) Dati nel periodo marzo-dicembre 2013 al netto delle richieste di indennizzo relative a punti di prelievo il cui titolare ha effettuato una voltura in seguito alla prima richiesta di indennizzo in modo da non essere più rintracciato. Fenomeno invece incluso negli altri trimestri. Tale differenza, 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 entra in operatività nel settore del gas a partire da giugno 2019.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

FIG. 9.3 Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario nel settore elettrico



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

FIG. 9.4 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 2022, le richieste di indennizzo relative a clienti finali che già ne avevano ricevute rappresentino nel settore elettrico il 43,6%, dei nuovi indennizzi riconosciuti nello stesso periodo: il valore più alto dall'entrata in operatività del Sistema indennitario. Nel settore del gas, tale percentuale, per il periodo gennaio-dicembre 2022, è pari al 39,1%.

Il gestore del SII, su richiesta e in coordinamento con l'Autorità, continua a realizzare delle attività periodiche di verifica e controllo, sia a tappeto sia a campione, volte a monitorare costantemente il corretto funzionamento del sistema, a verificare la corretta applicazione della relativa disciplina e a individuare aree di miglioramento del suo funzionamento.

Meccanismi di riconoscimento degli oneri generali di sistema e possibili evoluzioni delle modalità di riscossione

Le tipiche modalità di riscossione degli oneri generali di sistema (OGdS, da qui in poi) prevedono che questi siano fatturati dalle imprese distributrici agli utenti del trasporto come maggiorazioni dei corrispettivi per il servizio di trasporto; a loro volta i venditori fatturano i medesimi OGdS ai clienti finali e questi ultimi li pagano ai venditori. I venditori, indipendentemente dall'ammontare incassato dai clienti finali, sono tenuti a versare ai distributori il totale degli OGdS che gli stessi distributori hanno loro fatturato, potendo poi partecipare a uno specifico meccanismo di riconoscimento degli OGdS versati ma non riscossi dai clienti finali; le imprese distributrici sono a loro volta tenute a versare alla CSEA l'ammontare totale degli OGdS fatturati ai venditori, indipendentemente

dall'ammontare che incassano da questi, potendo poi partecipare a uno specifico meccanismo di reintegro degli OGdS versati ma non riscossi dai venditori.

L'art. 33-ter del decreto legge 31 maggio 2021, n. 77, convertito in legge 29 luglio 2021, n. 108, ha previsto che: *"1. Su proposta dell'Autorità, con decreto dei Ministri dell'economia e delle finanze e della transizione ecologica, sono rideterminate le modalità di riscossione degli oneri generali di sistema, prevedendo che, anche avvalendosi di un soggetto terzo che possieda caratteristiche di terzietà e indipendenza, le partite finanziarie relative agli oneri possano essere destinate alla CSEA senza entrare nella disponibilità dei venditori. 2. L'attuazione delle previsioni si provvede senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica".*

L'Autorità, al fine di addivenire a una soluzione condivisa, ha convocato un incontro a cui hanno partecipato le associazioni rappresentative degli operatori, dei clienti finali domestici e delle imprese, nonché Acquirente unico e CSEA.

Successivamente, anche in considerazione delle osservazioni pervenute in esito all'incontro, l'Autorità ha formulato con la delibera 17 maggio 2022, 216/2022/R/eel, la proposta ai Ministri dell'economia e delle finanze e della transizione ecologica, per la rideterminazione delle modalità di riscossione degli oneri generali di sistema.

La proposta dell'Autorità prevede che l'impresa distributrice non fatturi più gli OGdS nelle fatture di trasporto ma si limiti in una prima fase a calcolare l'importo dovuto a copertura degli OGdS di pertinenza per ciascun punto di prelievo dandone comunicazione al venditore e ad Acquirente unico. A regime il calcolo degli OGdS e la successiva comunicazione ai venditori sarà invece effettuata direttamente da Acquirente unico. Il venditore rimane quindi l'unico soggetto a fatturare gli OGdS. Affinché gli OGdS non rientrino nelle disponibilità del venditore, nonostante sia quest'ultimo a fatturarli, è necessario che i venditori individuino e adottino specifici sistemi di pagamento che consentano, a fronte di un unico pagamento da parte del cliente finale, di suddividere l'importo tra quota OGdS e quota fornitura e destinando le quote rispettivamente alla CSEA e al venditore, in qualità di rispettivi beneficiari.

Con tale proposta l'Autorità ha perseguito i seguenti obiettivi:

- garantire l'effettività e tempestività del gettito degli OGdS;
- confermare le attuali modalità di gestione del rapporto con il cliente finale che vede nel venditore l'unico soggetto con cui si deve interfacciare, limitando quindi la revisione dei rapporti e degli accordi già in essere tra il cliente finale e il venditore con specifico riferimento alle modalità di pagamento della bolletta messe a disposizione al cliente finale dal venditore;
- garantire la possibilità al cliente della scelta tra una pluralità di strumenti e di canali di pagamento;
- mantenere in capo ai venditori il compito di perseguire il credito, anche con riferimento alla quota relativa agli OGdS, in caso di inadempimento nei pagamenti da parte del cliente finale.

Riconoscimento alle imprese distributrici degli oneri generali versati e non riscossi dagli utenti del trasporto

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 3 marzo 2017, 109/2017/R/eel, di ottemperanza alle sentenze del TAR Lombardia nn. 237, 238, 243 e 244 del 2017 in tema di garanzie per l'esazione degli OGdS, come

riportato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, l'Autorità ha in primo luogo istituito, con la delibera 1° febbraio 2018, 50/2018/R/eel, un meccanismo volto alla reintegrazione alle imprese distributrici dei crediti relativi agli OGdS non riscossi dagli utenti del servizio di trasporto e successivamente, con la delibera 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel, ha delineato i principi per un intervento regolatorio in tema di reintegro anche dei crediti non riscossi dalle imprese distributrici in relazione al mancato incasso degli oneri di rete (di seguito anche: OdR) da affiancarsi al meccanismo di cui alla delibera 50/2018/R/eel. Tale intervento ha quindi trovato concretizzazione nella delibera 17 novembre 2020, 461/2020/R/eel, con cui sono state definite le modalità di funzionamento del meccanismo volto al reintegro alle imprese distributrici degli OdR non riscossi tra il 2016 e il 2019, rinviando a un successivo provvedimento la definizione di una procedura a regime, in modo da favorire un coordinamento operativo con le disposizioni della delibera 50/2018/R/eel.

Con il documento per la consultazione 14 settembre 2021, 380/2021/R/eel, l'Autorità ha quindi illustrato i propri orientamenti in merito all'introduzione di un tale apposito meccanismo che coordinasse la reintegrazione alle imprese distributrici di energia elettrica dei crediti non riscossi e altrimenti non recuperabili per oneri generali di sistema e per oneri di rete.

In esito a tale consultazione, con la delibera 22 marzo 2022, 119/2022/R/eel, l'Autorità ha quindi introdotto tale meccanismo di regime, per sostituire sia quello di cui alla delibera 50/2018/R/eel per il riconoscimento dei crediti non riscossi inerenti agli oneri generali di sistema, sia quello provvisorio della delibera 461/2020/R/eel, e dare piena attuazione alla delibera 568/2019/R/eel per il riconoscimento dei crediti inerenti agli oneri di rete. Grazie a una gestione unitaria del reintegro degli OGdS e degli OdR è possibile massimizzare l'efficienza complessiva, armonizzando e sistematizzando i processi di computo da parte delle imprese distributrici e minimizzando l'onere gestionale delle stesse imprese distributrici e della CSEA, soggetto incaricato della gestione del meccanismo. Il meccanismo, la cui partecipazione è facoltativa, è organizzato in sessioni annuali ed è quindi volto al riconoscimento di un'adeguata compensazione degli OGdS già versati alla CSEA e al GSE e dei crediti afferenti ai servizi di rete rispetto all'eventuale mancato incasso da parte delle imprese distributrici presso gli utenti del trasporto inadempienti, incentivando al contempo l'efficiente gestione del credito da parte delle medesime imprese distributrici.

Sono oggetto del meccanismo i soli crediti non recuperabili relativi a contratti di trasporto risolti per inadempimento da almeno 6 mesi e a fatture scadute da almeno dodici mesi al 31 dicembre precedente alla presentazione dell'istanza. Con riferimento ai crediti per OdR, in quanto parte del rischio d'impresa caratteristico dell'attività di distribuzione, l'Autorità ha inoltre previsto che possa essere recuperata quella parte di crediti che supera una soglia dimensionale parametrata al ricavo ammesso e con l'applicazione di una franchigia del 10%.

Infine, in coerenza con le finalità generali del meccanismo, l'Autorità ha posto in essere misure volte a incentivare la conclusione di accordi transattivi, di ristrutturazione del debito e di cessione del credito efficienti, prevedendo che la quota del credito rinunciata nell'ambito di tali accordi possa essere oggetto di reintegro, in percentuale tanto maggiore quanto più alta è la quota di crediti recuperati e senza che sia applicata la franchigia del 10% alla quota parte rinunciata afferente agli OdR.

Aggiornamenti del Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica

L'Autorità, con la delibera 7 luglio 2020, 261/2020/R/eel, ha dato mandato al Direttore della Direzione Mercati *Retail* e Tutele dei Consumatori di Energia di valutare l'opportunità di introdurre con proprie determinazioni l'obbligo in capo alle imprese distributrici di mettere a disposizione mensilmente a ciascun utente del trasporto un documento recante l'elenco delle fatture di trasporto emesse e la relativa data di scadenza dei termini di pagamento. Anche in considerazione del decreto del Ministro della transizione ecologica 5 maggio 2022, poi riadottato con decreto del Ministro della transizione ecologica 22 agosto 2022 che individua tra i requisiti necessari ai fini dell'ammissione e della permanenza nell'Elenco venditori elettricità, tra gli altri, un indicatore relativo alla puntualità dei pagamenti da parte delle imprese di vendita nei confronti delle imprese distributrici, il Direttore della Direzione Mercati *Retail* e Tutele dei Consumatori di Energia ha stabilito, con la determina 8 agosto 2022, 5/2022-DMRT, che le imprese distributrici siano obbligate a mettere a disposizione di ciascun utente del trasporto, con cadenza almeno mensile ed entro il termine di ogni mese, un documento recante l'elenco delle fatture di trasporto emesse nel mese corredato di tutte le informazioni necessarie. Tale intervento si è reso necessario al fine di ridurre le cause che potrebbero dar luogo a involontari ritardi di pagamento da parte degli utenti del trasporto.

Attuazione delle misure correlate al credito d'imposta per l'energia elettrica e il gas naturale

In considerazione del livello della spesa energetica, nel corso del 2022 sono intervenute molteplici disposizioni normative che hanno introdotto la possibilità per le imprese di usufruire di un credito d'imposta, al verificarsi di determinate condizioni, parametrato rispetto all'aumento del costo della spesa energetica rispetto al medesimo periodo dell'anno 2019.

In particolare:

- il decreto legge 21 marzo 2022, n. 21 (di seguito decreto legge n. 21/2022) ha introdotto disposizioni relative al credito d'imposta con riferimento al prezzo pagato dalle imprese nel secondo trimestre 2022 per parte della fornitura di energia elettrica e gas naturale. Con riferimento a detto periodo, il credito d'imposta era usufruibile, relativamente alla fornitura di energia elettrica, per le imprese dotate di contatori di energia elettrica di potenza disponibile pari o superiore a 16,5 kW diverse dalle imprese a forte consumo di energia elettrica e, relativamente alla fornitura di gas naturale, per le imprese diverse da quelle a forte consumo di gas naturale e per usi energetici diversi dagli usi termoelettrici. Condizione di accesso al credito d'imposta, relativamente alla fornitura di energia, era che il prezzo medio della componente energetica del primo trimestre 2022 pagata dall'impresa avesse subito un incremento del costo per kWh superiore al 30% rispetto al prezzo medio del primo trimestre 2019 mentre, per il gas naturale, la condizione di accesso risultava già verificata nei fatti per tutte le imprese;
- il decreto legge 9 agosto 2022, n. 115 (DL Aiuti-*bis*) ha introdotto, tra le altre, disposizioni relative al credito d'imposta con riferimento al terzo trimestre del 2022 del medesimo tenore di quelle disposte dal decreto

legge n. 21/2022. Anche per il terzo trimestre 2022, il credito d'imposta era usufruibile, relativamente alla fornitura di energia elettrica, per le imprese con potenza disponibile pari o superiore a 16,5 kW diverse dalle imprese a forte consumo di energia elettrica e, relativamente alla fornitura di gas naturale, per le imprese diverse da quelle a forte consumo di gas naturale e per usi energetici diversi dagli usi termoelettrici. Condizione di accesso al credito d'imposta, relativamente alla fornitura di energia, era che il prezzo medio della componente energetica del secondo trimestre 2022 pagata dall'impresa avesse subito un incremento del costo per kWh superiore al 30% rispetto al prezzo medio del secondo trimestre 2019 mentre, per il gas naturale, la condizione di accesso risultava già verificata nei fatti per tutte le imprese;

- il decreto legge 23 settembre 2022, n. 144 (DL Aiuti-*ter*) ha introdotto, tra le altre, disposizioni relative al credito d'imposta con riferimento ai mesi di ottobre e novembre 2022, ma con specifiche peculiarità relativamente alla fornitura di energia elettrica rispetto alle disposizioni di cui al decreto legge n. 21/2022 e di cui al DL Aiuti-*bis*; il decreto legge 18 novembre 2022, n. 176 (DL Aiuti-*quater*) ha introdotto disposizioni analoghe a quelle del DL Aiuti-*ter*, estendendole con riferimento al mese di dicembre 2022. Per i mesi di ottobre, novembre e dicembre 2022, il credito d'imposta era usufruibile, relativamente alla fornitura di energia elettrica, per le imprese con potenza disponibile pari o superiore a 4,5 kW diverse dalle imprese a forte consumo di energia elettrica e, relativamente alla fornitura di gas naturale, per le imprese diverse da quelle a forte consumo di gas naturale e per usi energetici diversi dagli usi termoelettrici. Condizione di accesso al credito d'imposta, relativamente alla fornitura di energia, era che il prezzo medio della componente energetica del secondo trimestre 2022 pagata dall'impresa avesse subito un incremento del costo per kWh superiore al 30% rispetto al prezzo medio del secondo trimestre 2019 mentre, per il gas naturale, la condizione di accesso risultava già verificata nei fatti per tutte le imprese.

Inoltre, il decreto legge 17 maggio 2022, n. 50 (DL Aiuti), il DL Aiuti-*bis*, il DL Aiuti-*ter* e il DL Aiuti-*quater* hanno disposto che l'Autorità, entro dieci giorni dalla data di entrata in vigore delle relative leggi di conversione, definisse il contenuto della comunicazione, riportante il calcolo dell'incremento di costo della componente energetica e l'ammontare del credito d'imposta per i periodi previsti dalle disposizioni normative, che il venditore deve inviare su richiesta del cliente finale. Inoltre, le medesime norme di legge hanno disposto che l'Autorità definisse le sanzioni in caso di mancata ottemperanza alla comunicazione da parte del venditore.

Con le delibere 373/2022/R/com, 474/2022/R/com e 669/2022/R/com, l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni previste nel DL Aiuti, nel DL Aiuti-*bis*, nel DL Aiuti-*ter* e nel DL Aiuti-*quater* sulle comunicazioni il cui obbligo è stato posto in capo ai venditori in tema di credito d'imposta definendo:

- gli elementi minimi della comunicazione che il venditore di energia elettrica e il venditore di gas naturale sono tenuti a inviare al cliente richiedente in tema di credito d'imposta;
- che le comunicazioni tra venditori e imprese avvengano per il tramite di posta elettronica certificata ovvero con altre modalità con caratteristica di tracciabilità individuate dal venditore;
- le sanzioni applicabili nei casi di inottemperanza agli obblighi di comunicazione fissando il limite edittale massimo delle sanzioni nel 2% del fatturato realizzato dal venditore nell'ultimo esercizio chiuso prima dell'avvio del procedimento sanzionatorio o, in mancanza, dell'ultimo fatturato disponibile, nonché la possibilità di svolgere visite ispettive al fine di verificare il livello di inottemperanza.

Primi orientamenti in merito alla riforma del processo di cambio fornitore in 24 ore nel settore elettrico

Processo di cambio fornitore nel settore elettrico

Il “*Clean Energy Package*” ha posto il consumatore di energia al centro del mercato, tra le altre cose, rafforzando il suo diritto di esercizio della libera scelta del fornitore, con un deciso accorciamento dei tempi di *switching* al fine di permettergli di cogliere le opportunità di offerte commerciali più vantaggiose presenti sul mercato. In Italia, il decreto legislativo n. 210/2021 ha recepito nell’ordinamento nazionale la direttiva europea 244/2019 relativa a norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica, declinando all’art. 7 il diritto per i clienti finali a cambiare fornitore.

Garantire il funzionamento efficiente del mercato è un obiettivo primario dell’Autorità e in tale ambito si inseriscono i primi orientamenti delineati nel documento per la consultazione 705/2022/R/eel, che perseguono l’obiettivo OS23 del Quadro Strategico 2022-2025 adottato dall’Autorità, per la promozione di un funzionamento efficiente e partecipato dei mercati *retail*, attraverso la riduzione delle tempistiche di cambio fornitore.

In particolare, nel documento per la consultazione 705/2022/R/eel, a seguito di una breve disamina delle caratteristiche rilevanti delle attuali modalità di gestione del processo di cambio fornitore e del servizio di *pre-check* a esso finalizzato, sono illustrati i primi orientamenti dell’Autorità in relazione agli aspetti di innovazione che si intendono apportare al processo di *switching*, con la finalità di adeguarlo al contesto evoluto del mercato *retail* dell’energia e al fine di assicurare il raggiungimento dell’obiettivo di eseguire il processo di cambio fornitore in “24 ore”, al più tardi a far data dal 1° gennaio 2026, come previsto dal decreto legislativo n. 210/2021.

Raccolta e messa a disposizione della misura nel settore del gas naturale

Come riportato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, nell’ambito del procedimento avviato con la delibera 23 ottobre 2018, 529/2018/R/gas, per l’adozione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas, sono state progressivamente trattate varie tematiche, affrontate mediante più documenti per la consultazione e incontri tecnici con gli operatori.

Con particolare riferimento agli *smart meter* gas (dei quali, con la delibera 7 dicembre 2013, 631/2013/R/gas, erano state da tempo definite le direttive per la messa in servizio e i requisiti funzionali minimi tra cui la telelettura e la telegestione), con il documento per la consultazione 22 giugno 2021, 263/2021/R/gas, l’Autorità ha inteso, da ultimo, condividere i propri orientamenti in merito alla valutazione degli interventi riferiti alle regole relative al servizio di misura (messa in servizio, frequenza di raccolta e granularità temporale dei dati di misura, frequenza di messa a disposizione agli operatori) e al sistema degli indennizzi nei confronti dei clienti finali e dei venditori.

Nel periodo in esame, in esito alla consultazione di cui sopra, con la delibera 21 giugno 2022, 269/2022/R/gas, l’Autorità ha quindi ridefinito gli *output* attesi e le *performance* del servizio di misura erogato per mezzo di *smart meter* nel settore del gas naturale, al fine di definire una regolazione specifica volta ad aumentare significativamente la disponibilità di dati effettivi di consumo in tempi precisi e rilevanti, sia a favore del cliente finale sia del sistema, portando a compimento gli intendimenti per cui era stato deciso il *roll-out* della tecnologia *smart* anche per il settore del gas naturale.

Più in particolare, tra le altre disposizioni, è stato previsto, per gli *smart meter*:

- la messa in servizio entro 90 giorni dall’installazione, termine dopo il quale non è più possibile riferirsi alla regolazione, meno prestazionale, prevista per i misuratori tradizionali;
- la raccolta mensile della misura di fine mese con dettaglio giornaliero, ritenuta essenziale per lo svolgersi dei processi di sistema, di fatturazione e di relazione con il cliente finale;
- la possibilità, per i soli *smart meter* di classe G4/G6, in subordine e in particolare nel caso di indisponibilità del dato di fine mese, di raccogliere la misura dei primi tre giorni del mese successivo (anziché quella di fine mese), senza dettaglio giornaliero;
- la messa a disposizione al SII entro il settimo giorno del mese dei dati di misura raccolti;
- la convergenza con il settore elettrico per quanto riguarda la fatturazione al cliente finale, uniformandone la frequenza, tenendo conto della disponibilità mensile delle letture per tutti gli *smart meter* e superando la distinzione derivante dalla tipologia di misuratore installato;
- il riconoscimento di un indennizzo al cliente finale per reiterata mancata disponibilità della misura effettiva di fine mese (o dei primi tre giorni del mese successivo) per gli *smart meter* con consumi annui fino a 5.000 Smc pari a dieci euro. L’indennizzo è erogato nel caso in cui tale mancata disponibilità della misura sia riscontrata per tre o sei mesi consecutivi, rispettivamente per punti con consumo annuo tra 500 e 5.000 Smc o inferiore a 500 Smc;
- al fine di tenere conto delle difficoltà nel perseguire gli obiettivi di raccolta della misura, il riconoscimento alle imprese di distribuzione di parte degli indennizzi erogati ai clienti mediante l’integrazione dell’ammontare di perequazione e l’introduzione della componente C_{IND} , definita, al netto di un parametro incentivante (pari a 0,8), pari al minimo tra gli indennizzi effettivamente erogati ai clienti finali e un valore di riferimento degli indennizzi ai clienti finali per ciascuna impresa. Tale valore di riferimento è pari a due indennizzi annui e tiene conto del numero di *smart meter* installato da ciascuna impresa e di un tasso fisiologico IF di insuccesso della telelettura, determinato sulla base dei dati richiesti dagli uffici ad associazioni degli operatori;
- l’introduzione di un sistema di indennizzi, la cui gestione è stata centralizzata nel SII, basato sull’individuazione di obiettivi minimi, in termini di *performance* relative all’attività di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura che ciascuna impresa di distribuzione è tenuta a raggiungere nei confronti di ciascun utente della distribuzione, con riferimento alla tempistica e alla qualità dei dati messi a disposizione, per i PDR misurati su base mensile con dettaglio giornaliero (dotati di *smart meter* con calibro \geq G10).

In previsione, infine, delle attività necessarie al fine dell’erogazione della componente C_{IND} di nuova introduzione, gli uffici dell’Autorità hanno convocato in data 20 dicembre 2022 un Tavolo tecnico con le associazioni rappresentative delle imprese di distribuzione, al fine di condividere alcuni orientamenti in merito alle modalità di raccolta dei dati necessari, nonché al fine di valutare eventuali aggiornamenti dei tassi fisiologici di insuccesso di riferimento o del coefficiente incentivante e tenere conto del miglioramento progressivo tecnologico e delle *performance* del servizio di misura. Nella *Relazione Annuale* del prossimo anno si darà conto del provvedimento adottato in esito a tale Tavolo tecnico.

Conclusione delle misure connesse all'emergenza epidemiologica da Covid-19

Nell'ambito degli interventi adottati per fare fronte alle criticità emerse a seguito dell'insorgere dell'emergenza sanitaria, l'Autorità, dato il protrarsi del periodo di emergenza, ha esteso per ulteriori dodici mesi, con la delibera 2 marzo 2021, 81/2021/R/com, le misure introdotte con la delibera 30 giugno 2020, 248/2020/R/com, volte alla gestione della garanzia del *rating* nei contratti di trasporto dell'energia elettrica e di distribuzione del gas naturale nei casi di *downgrade* correlati alla situazione emergenziale da Covid-19; tali misure prevedevano che fosse temporaneamente ammesso il livello di *rating* immediatamente inferiore al livello minimo tipicamente ammesso dai codici di rete dei rispettivi settori nei casi di *downgrade* verificatisi nel periodo di vigenza della medesima delibera.

Al termine dello stato di emergenza, il 31 marzo 2022, sono sorte alcune criticità nell'applicazione delle deroghe disposte dalle delibere 248/2020/R/com e 81/2021/R/com. In particolare, dal momento che l'aggiornamento dei giudizi di *rating* è tipicamente effettuato dalle agenzie con cadenza orientativamente annuale, da un lato, alcuni utenti del trasporto e della distribuzione, per cui il rinnovo del giudizio è avvenuto con poco anticipo rispetto alla data del 31 marzo 2022, avrebbero potuto continuare a godere delle deroghe alla disciplina delle garanzie per un periodo di dodici mesi a partire dalla data di conferma del giudizio anteriore al 31 marzo 2022, mentre, dall'altra parte, gli utenti per cui il giudizio di *rating* è stato aggiornato in un momento immediatamente successivo alla data di estinzione del periodo emergenziale, si sarebbe esaurita istantaneamente la possibilità di usufruire di tali deroghe.

L'Autorità è quindi intervenuta con la delibera 10 maggio 2022, 210/2022/R/com, al fine di garantire la parità di trattamento a tutti gli utenti del trasporto dell'energia elettrica e della distribuzione del gas naturale indipendentemente dal momento in cui il giudizio è stato emesso, disponendo che, qualora al termine dei dodici mesi successivi al *downgrade* del giudizio di *rating* da parte dell'agenzia di *rating* emittente previsti dalla delibera 81/2021/R/com, anche se successivi al termine del periodo dello stato di emergenza, la stessa agenzia confermi il giudizio già emesso, l'utente possa continuare ad avvalersi di tale giudizio nei contratti di trasporto di energia elettrica e di distribuzione del gas naturale, fino allo scadere dei dodici mesi successivi al termine del medesimo stato di emergenza, ovverosia fino al 31 marzo 2023.

Sistema informativo integrato

Codice offerta nel Registro centrale ufficiale (RCU)

Standardizzazione del Codice offerta nei settori energia elettrica e gas e obblighi informativi

Tra gli interventi disposti dalla legge n. 124/2017 a supporto dello sviluppo della concorrenzialità del mercato *retail* è previsto che l'Autorità disponga la realizzazione e la gestione da parte del Gestore del SII di un portale informatico per la raccolta e la pubblicazione in modalità *open data* delle offerte: il Portale Offerte (di seguito

anche: PO). Con la delibera 51/2018/R/com, l'Autorità ha dato attuazione alla predetta disposizione legislativa, adottando il Regolamento per la realizzazione e gestione del Portale Offerte (di seguito: Regolamento), il quale prevede che debbano essere trasmesse al Gestore del SII per la pubblicazione nel PO tutte le offerte rivolte alla generalità dei clienti di piccole dimensioni contestualmente alla loro commercializzazione. In tale ambito, ai fini di indentificare in modo univoco ciascuna offerta commerciale presente in ogni momento nel PO, è prevista l'indicazione di un codice identificativo, di seguito indicato come Codice offerta. Con la delibera 29 marzo 2022, 135/2022/R/com, l'Autorità ha confermato gli orientamenti in merito alla standardizzazione del Codice offerta, delineati nell'ambito del documento per la consultazione 567/2021/R/com, in particolare prevedendo che i codici offerta vengano strutturati in modo tale da contenere informazioni sintetiche su alcune delle caratteristiche dell'offerta, che possano essere individuabili in maniera sistematica e utilizzabili in elaborazioni funzionali a raccogliere informazioni anche a livello aggregato sulle caratteristiche delle offerte sottoscritte dai clienti. Inoltre, in coerenza con la principale funzione del Codice offerta volta a permettere al cliente di rintracciare facilmente le informazioni relative all'offerta che intende sottoscrivere, in modo da poterla comparare con altre offerte presenti nel PO, la medesima delibera 135/2022/R/com ha disposto degli obblighi di comunicazione al PO delle informazioni relative alle offerte rinegoziate, oggetto di variazione unilaterale o soggette a evoluzione automatica delle condizioni contrattuali, per permettere al cliente finale di effettuare la predetta comparazione anche in relazione alle offerte le cui condizioni contrattuali siano rinegoziate o variate in seguito a un'evoluzione automatica. Parallelamente, al fine di fornire al cliente finale un'informazione coerente sia durante la fase precontrattuale sia durante la fase contrattuale, qualora il cliente volesse confrontare l'offerta presentata dal venditore oppure l'offerta già sottoscritta, sono stati aggiornati coerentemente gli obblighi informativi in capo al venditore di cui al Codice di condotta commerciale. La delibera 135/2022/R/com ha, inoltre, confermato l'associazione del Codice offerta a tutti i punti di prelievo e di riconsegna nell'RCU con riferimento a tutte le nuove offerte sottoscritte, anche quelle non soggette all'obbligo di comunicazione nel PO, in quanto anche in questi casi il Codice offerta è presente nella Scheda sintetica fornita al cliente e funzionale a dare maggiore consistenza alle analisi a supporto delle attività di monitoraggio svolte dall'Autorità. Coerentemente, sono stati confermati gli obblighi di comunicazione al SII del Codice offerta, riferito al contratto sottoscritto dal cliente finale, in fase di richiesta *switching*, voltura o nuova attivazione, nonché in esito a rinegoziazioni, variazioni unilaterali del contratto o evoluzione automatica delle condizioni contrattuali. Successivamente, con la delibera 14 giugno 2022, 258/2022/R/com, sono stati aggiornati i termini inizialmente previsti per l'applicazione delle disposizioni di cui alla delibera 135/2022/R/com, in considerazione di segnalazioni pervenute che hanno messo in evidenza esigenze specifiche degli operatori con riferimento ad aspetti implementativi del Codice offerta standard particolarmente critici, soprattutto con riferimento ai risvolti di utilizzo del medesimo nei processi informativi aziendali, in luogo del codice liberamente definito dal venditore. Pertanto, la delibera 258/2022/R/com ha previsto che il Codice offerta standard debba essere utilizzato a decorrere dal 1° ottobre 2022 per il settore dell'energia elettrica e dal 1° gennaio 2023 per il settore del gas naturale.

Centralizzazione delle richieste di prestazioni tecniche

Centralizzazione della richiesta di sospensione della fornitura per morosità e successiva riattivazione nel settore elettrico

Nell'ambito del percorso delineato dall'Autorità in merito alla progressiva implementazione nel SII dei processi prettamente commerciali e delle prestazioni attinenti ad attività più tecniche, funzionali alla gestione delle forniture di energia elettrica, con il documento per la consultazione 290/2022/R/eel l'Autorità ha delineato i propri orientamenti in linea con l'obiettivo OS23 del Quadro Strategico 2022-2025 per la promozione di un funzionamento efficiente e partecipato dei mercati *retail*, attraverso la revisione dei processi commerciali. L'esecuzione di prestazioni quali l'attivazione (o riattivazione), la disattivazione, la sospensione della fornitura per morosità e la successiva riattivazione (di seguito anche: prestazioni tecniche-commerciali) non può prescindere da un'attività tecnica svolta dall'impresa distributrice; tuttavia, la gestione delle richieste di prestazione e dei relativi esiti di avvenuta esecuzione può trovare un'ottimizzazione, in termini di efficienza, uniformità e trasparenza, nel passaggio a un sistema di scambi informativi centralizzato nell'ambito del SII. I principali vantaggi della centralizzazione consistono nel garantire un'interfaccia unica e terza rispetto alle parti per la gestione delle richieste delle citate prestazioni tecniche-commerciali e una standardizzazione completa dei flussi informativi, maggiore trasparenza e tempestività nell'aggiornamento dei dati nell'RCU. Al documento per la consultazione 290/2022/R/eel sono pervenute osservazioni generalmente in linea con quanto prospettato nel documento, tuttavia, anche nel rispetto delle peculiarità di ciascuna prestazione, è stata evidenziata l'opportunità di prevedere un percorso implementativo maggiormente scaglionato, procedendo prioritariamente con la centralizzazione della prestazione di sospensione della fornitura per morosità per raggiungere anche la finalità di efficientare il processo di *switching*, come illustrato nel medesimo documento per la consultazione 290/2022/R/eel. Pertanto, successivamente, in esito anche agli esiti di un incontro del Gruppo di lavoro dedicato alla definizione dei flussi informativi standard tra gli operatori, l'Autorità ha approvato la delibera 29 novembre 2022, 638/2022/R/eel, con cui ha confermato gli orientamenti delineati nel documento per la consultazione 290/2022/R/eel, procedendo con la centralizzazione nel SII della prestazione di sospensione della fornitura per morosità e di successiva riattivazione, secondo il modello innovativo di gestione delineato, con applicazione a partire dal 1° dicembre 2023.

Meccanismi dei Titoli di efficienza energetica (TEE)

Determinazione del contributo tariffario dei TEE

Come riportato nella scorsa *Relazione Annuale*, con il decreto del Ministro della transizione ecologica 21 maggio 2021 (di seguito: decreto MiTE 21 maggio 2021) sono stati definiti, tra l'altro, nuovi obiettivi di risparmio energetico da conseguire da parte dei distributori soggetti agli obblighi sino all'anno d'obbligo 2024, modificando il disposto allora vigente del decreto interministeriale 11 gennaio 2017.

Nell'ambito delle competenze assegnate all'Autorità, con la delibera 28 giugno 2022, 292/2022/R/efr, sono stati determinati i valori del contributo tariffario da riconoscere ai distributori adempienti ai propri obblighi di risparmio energetico per l'anno d'obbligo 2021, ai sensi delle regole per la determinazione del contributo tariffario di cui alla previgente delibera 14 luglio 2020, 270/2020/R/efr (al riguardo si rimanda alla *Relazione Annuale* dell'anno 2021), risultate rispondenti anche a quanto successivamente disposto dal decreto MiTE 21 maggio 2021.

In considerazione dei risultati degli scambi di TEE avvenuti nel periodo di riferimento (17 luglio 2021-31 maggio 2022, date corrispondenti all'inizio e al termine dell'anno d'obbligo 2021) sul mercato e tramite accordi bilaterali, nonché delle quantità di TEE complessivamente presenti sui conti proprietà e nella disponibilità degli operatori alla medesima data del termine dell'anno d'obbligo 2021 e dell'obiettivo specifico aggiornato, con la delibera 292/2022/R/efr sono stati disposti:

- il valore del contributo tariffario unitario pari a 250,00 €/TEE;
- il valore del corrispettivo addizionale unitario pari a 3,44 €/TEE.

Il valore del corrispettivo addizionale unitario è, in particolare, correlato all'effettiva disponibilità di TEE per ottemperare agli obiettivi, ovvero la differenza tra:

- l'obiettivo specifico aggiornato per l'anno d'obbligo 2021, pari a 3.539.301 TEE;
- la somma della quantità di TEE complessivamente presente sui conti proprietà e nella disponibilità degli operatori alla data del termine dell'anno d'obbligo 2021, pari a 1.978.496 TEE, e dei TEE annullati nella sessione di acconto del novembre 2021, pari a 308.590 TEE.

Esso è erogabile ai sensi delle regole per la determinazione del contributo tariffario dal momento che la media, ponderata per le relative quantità, dei prezzi medi dei titoli scambiati sul mercato in ciascuna sessione nel periodo compreso tra l'inizio e il termine dell'anno d'obbligo 2021 è risultata maggiore del valore di 250,00 €/TEE.

Attività assegnate all'Autorità

Nel periodo in esame, nella presente *Relazione Annuale*, oltre a quanto già illustrato, è stato necessario provvedere all'individuazione dei distributori di energia elettrica o gas soggetti agli obblighi di risparmio energetico per l'anno d'obbligo 2022 e alla ripartizione tra essi degli obiettivi definiti dal decreto MiTE 21 maggio 2021.

Analogamente all'anno precedente, è stato ritenuto opportuno facilitare le modalità di raccolta dei dati adottate in passato, riducendo così gli oneri in capo ai soggetti regolati, procedendo, anziché con una raccolta dati *ad hoc*, sulla base del numero di clienti allacciati alle reti e dei quantitativi di energia elettrica e di gas distribuiti già comunicati all'Autorità nell'ambito dell'indagine annuale sui settori regolati, condotta ai sensi della legge istitutiva, prevedendo che gli operatori potessero fare pervenire eventuali rettifiche dei dati dagli stessi già trasmessi e riportati nello stesso comunicato. Con la determina del direttore della Direzione Mercati Retail e Tutele del Consumatore di Energia 7/2022, in esito al comunicato e decorso il tempo previsto, sono stati quindi determinati i distributori di energia elettrica e gas naturale soggetti agli obblighi e i corrispondenti valori quantitativi.

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 ai settori dell'energia elettrica e del gas naturale. Tale attività è stata avviata dall'Autorità, per entrambi i settori, con riferimento al 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). Per l'anno 2021, il Rapporto 11 ottobre 2022, 490/2022/I/com (Rapporto 2021), illustra i principali esiti dell'attività di monitoraggio, descrivendo ove possibile l'evoluzione dei fenomeni rilevanti a partire dal primo anno di monitoraggio, ovvero il 2012. Coerentemente con i Rapporti precedenti, il Rapporto 2021 analizza i dati raccolti in materia di:

- dinamiche concorrenziali;
- offerte e prezzi;
- qualità del servizio di vendita;
- qualità della fatturazione;
- morosità.

All'interno di ciascuna area tematica i risultati sono analizzati, ove necessario, separatamente per settore e tipologia di cliente, tenuto conto della disomogeneità nei livelli di maturità e concorrenzialità raggiunti tra i vari segmenti di clientela.

Il Rapporto è redatto dall'Autorità nell'ambito dell'attività di regolare e sistematica osservazione delle condizioni di funzionamento del mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica e di gas naturale.

Tutti i contenuti presenti nel Rapporto 2021 e nei precedenti Rapporti, dati e analisi del monitoraggio *retail*, unitamente a nuovi indicatori in corso di definizione, sono pubblicati sulla pagina web del monitoraggio *retail* del sito dell'Autorità.

Molti dati afferenti ai punti serviti e ai cambi fornitore dei clienti che in precedenza erano trasmessi dagli operatori sono stati trasmessi dal Gestore del SII, che, tramite l'Ufficio del monitoraggio *retail*, ha supportato l'elaborazione di detti dati. La trasmissione dei dati da parte di soggetti differenti implica anche che gruppi di dati siano resi disponibili con frequenze e tempestività disomogenee tra loro. Ne consegue che, nonostante per alcuni fenomeni sia possibile pubblicare informazioni molto recenti sulla pagina web del monitoraggio *retail*, il rapporto annuale di monitoraggio analizza in maniera completa e coerente tutti i fenomeni monitorati relativi a un medesimo anno, appena si rendano tutti disponibili.

I risultati dell'attività di monitoraggio *retail* per l'anno 2021, in primo luogo, confermano per i clienti MT altri usi del settore elettrico l'assenza di specifiche criticità rilevanti. La concentrazione si riduce rispetto ai già non elevati valori rilevati in precedenza. La dinamicità dei clienti è sostenuta. Pertanto, per tale anno il funzionamento del mercato, per i clienti MT altri usi, non richiede interventi regolatori specifici.

Per i clienti BT altri usi le evidenze circa le dinamiche concorrenziali e la struttura del mercato della vendita mostrano alcuni incoraggianti segnali di vivacità, ma anche altri aspetti di attenzione. Tali segnali sono meritevoli

di verifica nell'attività di monitoraggio a venire, anche al fine di poterne trovare conferma con ulteriori riscontri, soprattutto in merito all'evoluzione della concentrazione e alla dinamicità dei clienti finali.

Per i clienti domestici del settore elettrico e i domestici e condomini del settore del gas, nonostante i miglioramenti emersi, permangono nel 2021 le criticità che storicamente caratterizzano tali segmenti. Queste suggeriscono maggiore attenzione nel processo di accompagnamento, anche regolatorio, alla completa liberalizzazione del mercato. In dettaglio, attenzione va posta in primo luogo agli alti livelli di concentrazione, al permanere del vantaggio competitivo in capo agli esercenti i servizi di tutela e a un non ancora sufficiente livello di capacizzazione del cliente "medio" di tali tipologie nell'agire convenientemente nel mercato.

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* continua a evolversi in modo da sfruttare le potenzialità del SII in maniera sempre più ampia e completa, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 7 maggio 2019, 173/2019/A, 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, nell'ambito delle quali rientra lo sviluppo e l'accrescimento della pagina web del sito dell'Autorità dedicata al monitoraggio *retail*; su tale pagina sono pubblicati grafici e infografiche in formato *open data*, aggiornati anche a date più recenti e con un dettaglio differente da quanto contenuto nei Rapporti annuali. I grafici e le infografiche del monitoraggio *retail*, infatti, sono aggiornati nel corso dell'anno, man mano che i dati si rendono disponibili;
- alleggerire gli oneri informativi a carico degli operatori;
- coerentemente, riorganizzare le attività e le strutture preposte al monitoraggio *retail*, in considerazione della crescente importanza e significatività delle informazioni rinvenienti dal SII, anche in modo da sfruttare il potenziale informativo del SII, riducendo gli oneri informativi per gli operatori, anche circa dati e 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.

In aggiunta al Rapporto annuale di monitoraggio *retail*, ai sensi delle disposizioni di cui all'art. 2, comma 6, del decreto del Ministero dello sviluppo economico del 31 dicembre 2020, recante "*Prime modalità per favorire l'ingresso consapevole dei clienti finali nel mercato libero dell'energia elettrica e del gas*" (di seguito: decreto ministeriale 31 dicembre 2020), l'Autorità è tenuta a trasmettere al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica (ex Ministro della transizione ecologica o Ministro dello sviluppo economico, e di seguito: MASE) e alle

Commissioni parlamentari competenti un Rapporto di monitoraggio dei mercati di vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas, con particolare riguardo ai seguenti aspetti:

- azioni di cambio di fornitore, a livello nazionale e regionale;
- evoluzione del comportamento dei clienti finali, con l'esposizione dei risultati della nuova indagine demoscopica svoltasi tra febbraio e aprile 2022, indirizzata ai clienti domestici e non domestici a livello nazionale, finalizzata a rilevare e misurare i comportamenti, le percezioni e le scelte dei medesimi clienti finali nel mercato liberalizzato dell'energia elettrica e del gas;
- andamento dei prezzi offerti ai clienti finali, con l'analisi delle offerte disponibili sul Portale Offerte, la spesa annua che alcuni clienti tipo otterrebbero consultando il Portale Offerte in ciascun mese dell'anno, nonché approfondimenti effettuati su un campione di clienti usciti dal servizio di maggior tutela tra luglio 2020 e dicembre 2022;
- trasparenza e pubblicità delle offerte e dei servizi connessi, in merito agli specifici controlli relativi alle offerte pubblicate nel Portale Offerte che l'Autorità effettua, anche attraverso il Gestore del SII;
- valutazione circa l'introduzione di misure regolatorie volte a rafforzare l'efficacia degli strumenti per la confrontabilità delle offerte.

Ai sensi del medesimo decreto, il Rapporto di monitoraggio deve essere elaborato utilizzando le informazioni provenienti dal SII ogni sei mesi a decorrere dal 1° luglio 2021 e fino al 31 dicembre 2022 (di seguito: successivi aggiornamenti del Rapporto di monitoraggio al MASE) ed è trasmesso al MASE e alle Commissioni parlamentari competenti.

In data 27 luglio 2021, 1° febbraio 2022 e 31 gennaio 2023, l'Autorità ha inviato i rapporti di monitoraggio al MASE, rispettivamente Rapporto 327/2021/I/com, 37/2022/I/com e 30/2023/I/com. Le analisi ivi contenute si concentrano sui clienti aventi diritto alla maggior tutela nel settore elettrico, domestici e altri usi connessi in bassa tensione, e al servizio di tutela nel settore del gas naturale, domestici e condominio uso domestico con consumo fino a 200.000 S(m³)/anno.

Servizi di contatto delle aziende di vendita di energia elettrica e di gas

I *call center* commerciali delle imprese di vendita di energia elettrica e gas rappresentano un importante canale per i clienti che necessitano di un contatto immediato con il proprio fornitore di energia. Le disposizioni regolatorie in vigore relative ai *call center* permettono di monitorare la qualità del servizio e assicurano una tutela di base ai clienti finali. In generale, i servizi telefonici costituiscono un elemento centrale della qualità complessiva dei servizi di vendita e di *customer care* degli operatori elettrici e gas che si confrontano in un mercato concorrenziale.

Ai venditori è lasciata ampia libertà sulle scelte organizzative del servizio, in modo che ciascun operatore possa modularlo in funzione delle esigenze della propria clientela, nel rispetto degli obblighi minimi e degli standard generali per i servizi telefonici validi per tutti i venditori.

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 vigente Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale – TIQV) è prevista una disciplina semplificata, considerato che in questi casi il cliente entra in contatto diretto con il venditore tramite gli sportelli presenti sul territorio.

I risultati aggregati delle analisi dei dati sulla qualità dei servizi telefonici trasmessi annualmente dai venditori di maggiori dimensioni sono riportati nel Capitolo 2 del Volume 1, nell'ambito del paragrafo dedicato alla qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita di energia elettrica e gas.

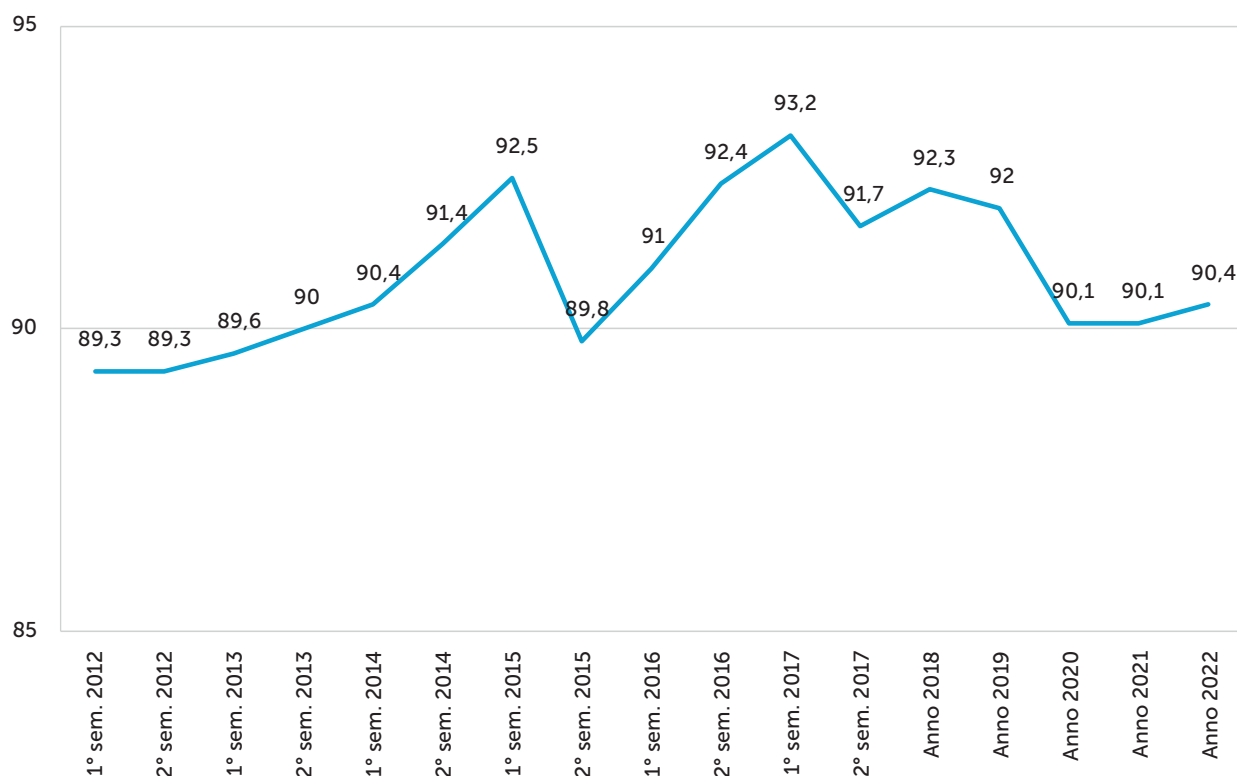
Il monitoraggio della qualità dei servizi telefonici risulta più incisivo sulle aziende di maggiori dimensioni (con più di 50.000 clienti), che, oltre a dovere documentare il rispetto degli obblighi di servizio e degli standard generali, partecipano annualmente anche a un'indagine di soddisfazione di *call back* rivolta ai clienti che hanno effettivamente usufruito del servizio telefonico.

L'indagine ha l'obiettivo di acquisire direttamente dai clienti che hanno chiamato i *call center* una valutazione del loro grado di soddisfazione in relazione ai fattori di qualità del servizio e un giudizio complessivo in relazione alla chiamata effettuata.

L'indagine relativa all'anno 2022 (le cui istruzioni operative sono state approvate con la determina del Direttore della Direzione *Advocacy* Consumatori e Utenti dell'Autorità 15 settembre 2022, n. 6) ha coinvolto 28 imprese di vendita (imprese con più di 50.000 clienti e che ricevono, in media, almeno 400 chiamate al giorno), che rappresentano 49 milioni di clienti elettrici e gas, rispetto a un totale di 51 aziende, che trasmettono i dati TIQV, per 52 milioni di clienti elettrici e gas. Nell'ambito dell'indagine sono state effettuate 16.749 interviste telefoniche.

L'Indice di soddisfazione complessivo (ICS) (Fig. 9.5) risultato dall'indagine effettuata nel 2022 è in miglioramento rispetto all'anno precedente, registrando un valore pari a 90,4. Il livello, che si attesta su valori elevati dell'indice, è indicativo della capacità delle aziende di erogare un servizio di qualità in linea con le aspettative dei clienti finali che, nell'ambito di una generale soddisfazione, premia la capacità delle aziende di risolvere rapidamente i problemi, la chiarezza delle risposte e la cortesia degli operatori.

FIG. 9.5 *Indice di soddisfazione – Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I semestre 2012-2022)*



Fonte: ARERA, indagini sulla qualità dei call center.

Per quanto riguarda i motivi delle chiamate ai *call center*, dall'indagine emerge che nel 47,1% dei casi si tratta di richieste di informazioni, nel 30,2% di richieste relative a una particolare pratica, nel 18,7% di chiamate volte a risolvere un problema e nel 4% di chiamate relative a un reclamo. Il 76,5% degli intervistati è riuscito a parlare con un operatore al primo tentativo, mentre il 23,5% è stato intervistato per una chiamata successiva alla prima.

Il dato relativo ai clienti che si sono rivolti a un *call center* e hanno ottenuto l'informazione richiesta alla prima telefonata risulta stabile (79,4% vs 79,5% nel 2021); il 20,6% dei clienti ha dovuto telefonare più volte per ottenere una risposta conclusiva e, tra questi, il 31,6% (rispetto al 30,6% nel 2021) ha dichiarato di avere ottenuto risposte poco coerenti.

La capacità di risolvere il problema (34,4%), la chiarezza delle risposte fornite (23,7%) e la cortesia degli operatori (13,3%) risultano essere i fattori che, a giudizio dei clienti, rivestono un'importanza maggiore per valutare la qualità del servizio fornito dal *call center* (Tav. 9.5).

TAV. 9.5 Fattori di qualità del servizio telefonico: importanza e insoddisfazione (2022)

FATTORI DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO TELEFONICO	PESO 2022	INSODDISFAZIONE %
Capacità di risolvere rapidamente il problema	34,4	12,2
Chiarezza delle risposte	23,7	7,3
Cortesia dell'operatore	13,3	3
Tempo per trovare la linea libera	13,2	8
Semplicità del sistema di risposte automatiche	8,6	8,3
Tempo di attesa per parlare con l'operatore	6,8	7,9

Fonte: ARERA, indagine di soddisfazione sulla qualità dei servizi telefonici.

La capacità di risolvere il problema (12,2%), la semplicità del sistema di risposte automatiche (8,3%), il tempo di attesa per parlare con un operatore (7,9%) e la chiarezza delle risposte (7,3%) sono i fattori che hanno raccolto il maggiore grado di insoddisfazione nel giudizio da parte dei clienti e, dunque, sono i profili sui quali i venditori devono investire maggiormente per venire incontro alle esigenze dei clienti e accrescere il grado di gradimento.

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 ottenere informazioni o gestire pratiche.

Per l'anno 2022, su un totale di 51 aziende che hanno trasmesso i dati, 34 hanno dichiarato di mettere a disposizione dei clienti, oltre a un *call center*, anche sportelli territoriali e "sportelli virtuali", questi ultimi accessibili via internet tramite PC o *smartphone*; attraverso questi canali i clienti possono reperire informazioni sul proprio contratto, gestire le proprie pratiche, effettuare pagamenti. 27 aziende hanno sviluppato e messo a disposizione servizi attraverso applicazioni specifiche per *smartphone* (app, servizi *social*, ecc.).

In linea generale, anche l'indagine relativa all'anno 2022 conferma lo sviluppo e l'implementazione di servizi di contatto complementari al *call center*, che permettono ai clienti di ottenere informazioni e di gestire pratiche anche in orari e giorni in cui gli operatori dei servizi telefonici non sono disponibili.

Misure straordinarie per l'aumento dei prezzi delle materie prime

L'Autorità, con la delibera 31 maggio 2022, 241/2022/R/com, ha prorogato al 30 giugno 2022 le disposizioni in materia di rateizzazione per i clienti domestici di cui alla delibera 30 dicembre 2021, 636/2021/R/com, in attuazione di quanto previsto dall'art. 6-bis del decreto legge 21 marzo 2022, n. 21, convertito con modifiche in legge 20 maggio 2022, n. 51.

Con la delibera 636/2021/R/com, l'Autorità aveva definito, in attuazione della legge 30 dicembre 2021, 234 (legge di bilancio 2022), le modalità per la rateizzazione degli importi relativi alle fatture emesse nel periodo compreso tra il 1° gennaio 2022 e il 30 aprile 2022 che tutti i venditori (sia dei servizi di tutela sia del mercato libero)

erano tenuti a offrire ai clienti domestici di energia elettrica e gas naturale che fossero risultati inadempienti al pagamento delle fatture emesse in tale periodo.

Per effetto dell'avvenuta proroga, è stato esteso, fino al 30 giugno 2022, l'obbligo per i venditori, prima di eseguire le procedure di sospensione della fornitura di energia elettrica e gas naturale, di offrire al cliente finale inadempiente, in una comunicazione di sollecito di pagamento, se effettuata, e in ogni caso nella comunicazione di costituzione in mora, un piano di rateizzazione, senza applicazione di interessi, che prevedesse:

- una periodicità di rateizzazione pari a quella di fatturazione ordinariamente applicata al cliente finale, con un numero di rate complessivamente pari al numero di fatture emesse, di norma, in 10 mesi e ciascuna di valore non inferiore a 50 euro;
- una prima rata di valore pari al 50% dell'importo oggetto del piano di rateizzazione e quelle successive di ammontare costante.

Inoltre, era prevista la facoltà, per il venditore, di negoziare un diverso accordo, per meglio rispondere alle esigenze del cliente, nei limiti di quanto previsto dalla legge di bilancio 2022.

La prorogata delibera 636/2021/R/com, inoltre, definisce le modalità per l'erogazione ai venditori dell'anticipo degli importi oggetto di rateizzazione eccedenti il 3% dell'importo delle fatture emesse nei confronti della totalità dei clienti finali domestici da ciascuno serviti entro il mese successivo alla proposta al cliente finale del piano di rateizzazione. Sono altresì definite le modalità e le tempistiche per la restituzione da parte dei venditori degli importi erogati entro le scadenze della legge di bilancio 2022, che prevede il versamento di almeno il 70% degli importi anticipati entro il 31 dicembre 2022 e la quota restante entro il 31 dicembre 2023.



CAPITOLO

10















**TUTELA
DEI CONSUMATORI**

INTERSETTORIALE

Richieste di informazioni, reclami e controversie di clienti e utenti finali

Nel 2022, lo Sportello per il consumatore energia e ambiente (Sportello) e il Servizio conciliazione, gestiti per conto dell’Autorità, in avalimento, da Acquirente unico, hanno fatto registrare un deciso aumento di volumi in ingresso, come si evince dalla successiva tavola 10.1, per gran parte degli specifici servizi e attività relativi al sistema di tutele per l’*empowerment* e la risoluzione delle controversie dei clienti e utenti finali dei settori regolati (sistema di tutele). In particolare, si segnalano fin d’ora, per tutti i settori di competenza, le oltre 1.250.000 chiamate al *call center* pervenute in orario di servizio (circa il doppio delle chiamate registrate nel 2021) e le oltre 57.000 richieste scritte di informazioni (erano state circa 20.000 nel 2021), mentre, per i soli settori energetici, rilevano le oltre 22.500 richieste di attivazione di procedure speciali risolutive (nel 2021 erano poco più di 11.000). Il Servizio conciliazione, invece, ha fatto registrare circa 4.000 domande in più da un anno all’altro. Per una corretta lettura dei dati – che saranno come di consueto esposti nel dettaglio nei successivi paragrafi del presente Capitolo – giova anche segnalare, infine, che, a causa dell’attacco *hacker* che ha interessato i sistemi informatici del gruppo GSE, il portale telematico dello Sportello non è stato raggiungibile nel mese di settembre; fermo restando il funzionamento del *call center*, lo Sportello, nel periodo sopra citato, ha continuato a operare regolarmente attraverso PEC e posta elettronica e i carichi pendenti, una volta ripristinati i suddetti sistemi, sono stati smaltiti entro la fine del 2022, riducendo al minimo l’impatto sulle specifiche esigenze di tutela dei clienti e utenti finali.

TAV. 10.1 Sistema di tutele: volumi in ingresso allo Sportello e al Servizio conciliazione per i settori energia elettrica, gas, idrico, telecalore e rifiuti (2022)

ATTIVITÀ E SETTORI		ANNO 2022	
Livello base	Chiamate al <i>call center</i> 800166654 (pervenute in orario di servizio)		1.203.877
			50.441
	Richieste scritte di informazioni		55.422
			2.288
	Richieste di attivazione di procedure speciali informative		41.958
	Reclami di secondo livello reindirizzati con informativa sulle conciliazioni		2.278
		277	
Secondo livello	Domande al Servizio conciliazione	 (conciliazione obbligatoria)	21.102
		 (conciliazione facoltativa)	3.237
	Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive		22.583
	Reclami di secondo livello		7.390
Gestione transitoria delle comunicazioni nel settore dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati			212

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Sportello per il consumatore energia e ambiente e Servizio conciliazione.

Al fine di assicurare, senza soluzione di continuità, lo svolgimento delle attività sopra elencate da parte di Acquirente unico in avalimento, con delibera 20 dicembre 2022, 694/2022/E/com, l'Autorità ha approvato un apposito progetto triennale 2023-2025, in coerenza con la normativa primaria in tema di avalimento (e, in specie, con l'art. 27, comma 2, della legge 23 luglio 2009, n. 99), con il disciplinare di avalimento del gruppo GSE per il triennio 2023-2025, approvato con delibera 29 novembre 2022, 620/2022/A, nonché con gli obiettivi, posti nel vigente Quadro strategico, di accrescimento della *“capacità dei consumatori – domestici e non domestici – di prendere decisioni e di utilizzare gli strumenti adeguati finalizzati a gestire le eventuali problematiche e potenziali controversie facendo leva sul binomio informazione + risoluzione delle controversie”* e di rafforzamento dei servizi offerti dallo Sportello mediante la loro declinazione *“[...] in «3D»: Diffusione capillare sul territorio, Disintermediazione in una logica di semplificazione delle procedure e Digitalizzazione in linea con la decisa accelerazione digitale del Paese, garantendo al contempo la piena fruibilità degli strumenti medesimi anche per i consumatori a rischio di esclusione digitale, attraverso modalità di accesso semplificate, assistite e dedicate [...]”*.

Sotto il profilo dell'attività di *enforcement* – in tema di obblighi imposti agli operatori e ai gestori nell'ambito dei provvedimenti che disciplinano il sistema di tutele –, con la delibera 2 agosto 2022, 379/2022/E/com, l'Autorità ha intimato a 4 operatori dei settori energetici l'adempimento dell'obbligo partecipativo alle procedure conciliative dinanzi al Servizio conciliazione dell'Autorità, di cui all'art. 9, comma 9.4, del Testo integrato conciliazione – TICO (allegato A alla delibera 5 maggio 2016, 209/2016/E/com), previa abilitazione alla piattaforma telematica del Servizio medesimo, se non già effettuata. Con la delibera 12 aprile 2022, 169/2022/E/com, invece, l'Autorità ha intimato a 52 operatori e a 75 gestori l'adempimento dell'obbligo di fornire riscontro alle richieste di informazioni, rimaste inevase, trasmesse dallo Sportello, nell'ambito della gestione delle procedure speciali risolutive per i settori energetici e dei reclami di seconda istanza per il settore idrico, di cui, rispettivamente, alle delibere 14 luglio 2016, 383/2016/E/com, e 1° febbraio 2018, 55/2018/E/idr.

Per quanto concerne l'ulteriore evoluzione digitale dei servizi in argomento, in attuazione della pertinente normativa primaria (e, in particolare, dell'art. 64, comma 2-*quater*, del decreto legislativo 7 marzo 2005, n. 82 – CAD), si segnala che, dal 30 novembre 2022, il portale dello Sportello è accessibile ai clienti e utenti finali o loro delegati esclusivamente mediante SPID o carta d'identità elettronica (CIE), con conseguente dismissione delle credenziali *username* e *password*.

Guardando, infine, alle procedure complementari al Servizio conciliazione per la risoluzione extragiudiziale delle controversie – previste nel TICO per l'esperimento del tentativo obbligatorio di conciliazione nei settori energetici –, nel 2022 sono stati iscritti due ulteriori organismi nell'Elenco ADR istituito dall'Autorità ai sensi del titolo II-*bis*, parte V, del Codice del consumo ed è stato cancellato un organismo su richiesta di quest'ultimo, per un totale, a fine 2022, di 30 organismi iscritti (inclusi il Servizio conciliazione e 7 organismi di conciliazione paritetica). Gli organismi ADR hanno ricevuto, nel 2022, 1.327 domande di conciliazione.

Relativamente, invece, alle procedure svolte dalle Camere di commercio aderenti alla convenzione fra Autorità e Unioncamere (47 Camere aderenti alla data di elaborazione del presente Capitolo), si segnala che tale convenzione è stata rinnovata a fine 2022, al fine di dare continuità alla collaborazione in essere, nel rispetto dell'art. 2, comma 24, lett. b), della legge 14 novembre 1995, n. 481 e del TICO. Nel nuovo testo sono stati effettuati interventi puntuali su aspetti specifici, anche alla luce dell'esperienza accumulata nelle attività oggetto della medesima convenzione, con particolare riferimento alla definizione dei criteri di competenza territoriale per l'individuazione delle Camere di commercio e di un tariffario ridotto e semplificato per gli attivanti.

Reclami e prestazioni di qualità commerciale

Con il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV), allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com, l'Autorità ha disciplinato le attività correlate ai reclami e alle richieste scritte di informazioni, alle richieste scritte di rettifica di fatturazione, alle rettifiche di doppia fatturazione e al servizio telefonico commerciale.

Le principali prestazioni commerciali sono soggette a standard specifici e generali, che devono essere rispettati sia dai venditori del mercato libero che dagli esercenti dei servizi regolati di tutela. Nel caso in cui i venditori non rispettino gli standard specifici, i clienti hanno diritto a indennizzi automatici, la cui entità cresce al crescere del ritardo con cui viene effettuata la prestazione, qualora la causa del mancato rispetto dipenda dai venditori stessi. Inoltre, i venditori hanno la facoltà di prevedere standard di qualità ulteriori rispetto a quelli stabiliti dall'Autorità.

Al fine di controllare l'esecuzione delle prestazioni, tutti i venditori di energia elettrica e gas sono tenuti ad adempiere a obblighi di comunicazione dei dati. Questo consente di verificare le modalità di applicazione del TIQV, il grado di rispetto degli indicatori e degli standard di qualità e i tempi medi di effettuazione delle diverse prestazioni. I dati trasmessi dai venditori includono le informazioni sul numero dei casi in cui gli standard non sono stati rispettati per cause imputabili al venditore, a terzi o per cause di forza maggiore e la corretta erogazione degli indennizzi ai clienti.

In considerazione del protrarsi fino a marzo dello stato di emergenza nazionale legato alla pandemia, alcuni venditori hanno manifestato difficoltà a trasmettere i dati di qualità commerciale della vendita entro i termini previsti e hanno trasmesso i dati in tempi successivi. Inoltre, sono giunte numerose richieste di rettifica dei dati già trasmessi fino alla metà del mese di settembre. Poiché le elaborazioni degli indicatori aziendali, introdotti con la delibera 5 dicembre 2018, 623/2018/R/com, ai fini dell'analisi comparativa prevista dall'art. 36, comma 36.4, del TIQV, richiedono la disponibilità e la completezza dei dati aziendali, sono state effettuate analisi a livello aggregato, inserite nel Rapporto di monitoraggio *retail* (Rapporto di aggiornamento 31 gennaio 2023, 30/2023/I/com) pubblicato sul sito internet dell'Autorità.

I dati di qualità commerciale della vendita relativi al 2022 sono stati trasmessi da 565 operatori, che rappresentano oltre 53,7 milioni di clienti elettrici e clienti gas.

Sono 539 le imprese di vendita che hanno dichiarato di avere fornito nell'anno almeno un cliente finale e hanno comunicato di avere complessivamente ricevuto 540.882 reclami (in aumento del 14,3% rispetto ai 473.146 dell'anno precedente), di cui il 62,5% è riconducibile a clienti del settore elettrico, il 31% a clienti del settore del gas e il 6,5% a clienti *dual fuel*.

Per quanto riguarda i principali argomenti oggetto di reclamo da parte dei clienti dei settori elettrico e gas, il 40,4% riguarda la fatturazione, il 16,7% il mercato, il 16,1% i contratti, l'8,3% la morosità e la sospensione della fornitura. Questi quattro argomenti rappresentano l'81,5% dei reclami complessivamente ricevuti dagli operatori che hanno comunicato i dati. A seguire, la misura (6,4%), connessioni, lavori e qualità tecnica della fornitura (5,5%), la qualità commerciale (2,2%), il bonus sociale (1,2%). Infine, altri argomenti non classificabili nei precedenti rappresentano il 3,1%, mentre lo 0,1% dei reclami riguarda argomenti che esulano dalle competenze dei venditori (canone tv, ecc.).

Le richieste di informazioni scritte sono risultate, nell'anno, 506.612 (in aumento del 14,8% rispetto all'anno precedente). Il 61,8% è attribuibile al settore elettrico, il 28,1% al settore gas e il 10,1% ai clienti *dual fuel*.

Per quanto concerne i principali argomenti oggetto di richieste di informazioni da parte dei clienti dei settori energetici, il 43,7% ha riguardato la fatturazione, il 18,7% i contratti, il 10,1% il mercato, il 5,4% le connessioni, i lavori e la qualità tecnica della fornitura. Questi quattro argomenti rappresentano il 77,9% delle richieste di informazione complessivamente ricevute dagli operatori che hanno comunicato i dati. A seguire, il 3,6% riguarda la morosità e la sospensione della fornitura, il 3,3% il bonus sociale, l'1,9% la qualità commerciale, l'1,4% la misura; altri argomenti non classificabili nei precedenti rappresentano l'11,4% delle richieste, mentre lo 0,5% riguarda argomenti che esulano dalle competenze dei venditori (canone tv, ecc.).

Per quanto riguarda le altre prestazioni di qualità commerciale sottoposte a regolazione, nel 2022 sono state registrate 25.613 rettifiche di fatturazione, in aumento del 22,4% rispetto all'anno precedente, e 1.147 rettifiche di doppia fatturazione, in netta diminuzione (-25,3%) rispetto allo scorso anno. Entrambe le tipologie di richiesta risultano molto contenute rispetto alla totalità delle fatture emesse ai clienti nell'anno.

Analizzando i dati per tipo di mercato, si rileva che il 73,7% dei reclami, l'81,7% delle rettifiche di fatturazione, il 75,9% delle rettifiche di doppia fatturazione e l'80,9% delle richieste di informazioni si riferiscono a clienti del mercato libero.

Il numero di indennizzi pagati nell'anno ai clienti per le diverse prestazioni ammonta a 45.842, per un importo complessivo di oltre 1,8 milioni di euro. Il ritardo nella risposta ai reclami rappresenta il 96,2% del totale degli indennizzi pagati, mentre il ritardo per le rettifiche di fatturazione e il ritardo per rettifiche di doppia fatturazione rappresentano, rispettivamente, il 3% e lo 0,8% del totale degli indennizzi corrisposti ai clienti.

Per ulteriori elementi di dettaglio sui dati suesposti, si rinvia ai paragrafi "Qualità commerciale del servizio di vendita dell'energia elettrica" e "Qualità commerciale del servizio di vendita del gas" dei Capitoli 2 e 3 del Volume 1 della presente *Relazione Annuale*.

Oltre all'analisi dei dati trasmessi dai venditori, ogni anno l'Autorità effettua un'indagine di *customer satisfaction* sulla qualità delle risposte ai reclami scritti e alle richieste di informazioni, prevista dall'art. 38 del TIQV, intervistando i clienti che sono risultati destinatari di una risposta scritta. L'indagine ha l'obiettivo di acquisire, direttamente dai clienti destinatari di una risposta scritta dal venditore, un giudizio di soddisfazione sui diversi fattori di qualità.

Con la determina 21 giugno 2022, 3/2022 – DACU, sono state approvate le istruzioni per l'indagine per l'anno 2022. Nell'indagine sono state coinvolte 21 imprese, che rappresentano circa 45,14 milioni di clienti (contabilizzando insieme clienti elettrici e gas), pari all'83,83% dei clienti complessivi. Sono state effettuate 9.600 interviste CATI (interviste telefoniche) e CAWI (interviste via web) per l'indagine sulla qualità delle risposte ai reclami e 1.500 interviste per la qualità delle risposte alle richieste di informazioni.

Per quanto riguarda l'indagine reclami, il 60,1% dei clienti intervistati si è dichiarato complessivamente soddisfatto della risposta ricevuta, mentre il 39,9% è insoddisfatto. Di questi, il 17,1% degli insoddisfatti ha affermato di essere gravemente insoddisfatto. Analizzando nel dettaglio, i più soddisfatti risultano essere i delegati professionisti,

soddisfatti al 65,2%, seguiti dai clienti titolari di contratto, soddisfatti al 61,4%, mentre i meno soddisfatti risultano essere i delegati non professionali (figli, parenti, amici del titolare), soddisfatti al 53,0%.

Analizzando i dati per tipologia di mercato, i clienti del mercato libero totalizzano livelli di soddisfazione leggermente inferiori alla media (58,4%), mentre percentuali più elevate sono state riscontrate per i clienti del mercato tutelato (67,1%).

Se si analizzano i risultati, considerando se il reclamo sia stato risolto o meno, i clienti che hanno trovato risoluzione sono stati soddisfatti del trattamento nel 90,1% dei casi, mentre coloro che non hanno risolto il problema mediante il reclamo giudicano soddisfacente il trattamento nel 30,6% dei casi. A tale proposito si rileva che il 43,0% del campione con il reclamo non ha risolto il problema.

Vi è da rilevare che, prima di presentare il reclamo scritto, il 44,3% dei clienti si era rivolto al *call center* aziendale, il 16,6% aveva precedentemente presentato un reclamo, il 16,1% aveva provato con altri canali dell'azienda, il 6,3% si era rivolto ad altri punti di contatto aziendali fisici, il 4,8% ha dichiarato di essersi rivolto a una associazione dei consumatori, mentre il 3,4% si è rivolto allo Sportello per il consumatore energia e ambiente e il 2,8% a un legale di fiducia o a un commercialista. I clienti intervistati, pertanto, sono arrivati a presentare reclamo scritto generalmente reduci da più contatti e passaggi o da precedenti reclami.

Per quanto riguarda i motivi di reclamo, nel 48,8% dei casi il cliente intervistato ha dichiarato problemi inerenti alla fatturazione; a seguire rilevano le vicende contrattuali (29,5%), i temi del mercato (11,8%), della misura (9,3%) e della morosità e sospensione della fornitura (6,8%); qualità commerciale e tecnica incidono rispettivamente per il 6,1% e il 5,1%.

Nel dettaglio, ai clienti intervistati è stato chiesto di valutare, con una scala semantica a tre risposte (adeguato, migliore o peggiore rispetto alle proprie aspettative), otto fattori di qualità della risposta e, nella misura in cui il giudizio espresso era di insoddisfazione (peggiore), sono state proposte alcune domande ulteriori, per cercare di individuare con più precisione il livello di gravità.

TAV. 10.2 *Importanza attribuita dai clienti ai fattori della qualità della risposta e insoddisfazione 2022 (valori %)*

FATTORI	PESO 2022	INSODDISFAZIONE %
Chiarezza sui tempi in cui il problema è stato o verrà risolto	16,2	40,3
Motivazioni fornite dall'azienda per considerare fondato o infondato il reclamo	15,8	38,3
Comprensibilità e chiarezza del linguaggio	15,1	19,1
Completezza delle indicazioni sulle modalità in cui verrà risolto il reclamo	14,9	38,4
Precisione e completezza dei riferimenti ai motivi del reclamo	10,9	31,5
Chiara indicazione di un referente aziendale per chiarimenti	10,8	34,9
Precisione e completezza dei riferimenti relativi all'utenza	10,6	26,3
Documentazione allegata	5,8	24,3

Fonte: ARERA, Indagine di soddisfazione sulle risposte ai reclami e alle richieste di informazione.

I fattori su cui si concentra in maniera rilevante l'insoddisfazione sono (Tav. 10.2): la chiarezza sui tempi in cui il problema è stato o verrà risolto (40,3% di insoddisfatti), la completezza delle indicazioni sulle modalità in cui verrà risolto il reclamo (38,4% di insoddisfatti), le motivazioni fornite dall'azienda per considerare fondato o infondato il reclamo (38,3% di insoddisfatti), la chiara indicazione di un referente aziendale per eventuali ulteriori chiarimenti (34,9% di insoddisfatti).

L'indice di soddisfazione complessiva (ICS) per il 2022, per l'intero campione di indagine, è pari a 67,0 su 100; valore che risulta inferiore (-1,5) rispetto a quello rilevato nel 2021 (68,5).

L'indagine di soddisfazione sulla qualità delle risposte alle richieste di informazioni scritte, invece, evidenzia un livello di soddisfazione complessiva decisamente più alto, con un ICS di 86,3 (+1,2 rispetto all'anno precedente).

In questo caso, i clienti ritengono che il principale fattore di qualità della risposta sia costituito dalla sua risolutività; risultato coerente con il fatto che il 73,7% degli intervistati ha dichiarato che il motivo dell'invio della richiesta scritta era di ottenere informazioni specifiche per risolvere un problema.

Le indagini sono state anche l'occasione per verificare la conoscenza, da parte dei clienti, di alcune caratteristiche del servizio. Il 19,8% dei clienti che hanno presentato reclamo era al corrente dell'esistenza di uno standard specifico e quindi di indennizzi associati a una risposta tardiva; il 38,5% di chi ha presentato una richiesta di informazioni non era a conoscenza dell'esistenza di standard specifici e generali; il 39,2% ne aveva sentito parlare ma non era in grado di descriverli; il 22,3% ha dichiarato invece di conoscere gli standard ed è stato in grado di citare quelli associati alla tempestività di risposta ai reclami.

L'indagine di soddisfazione sulla qualità della risposta alle richieste di informazioni è stata effettuata anche per verificare se possano essere presenti inesattezze, da parte dei venditori, nella classificazione delle domande ricevute in richieste di informazioni o in reclami. Sotto questo profilo, dei 1.927 clienti che hanno accettato di essere intervistati dopo essere stati contattati, perché presenti nelle liste predisposte dai venditori per l'indagine, all'inizio dell'intervista, 427 (pari al 22,2% del totale) hanno dichiarato di avere inoltrato un reclamo e non una richiesta di informazioni ed è stato di conseguenza sottoposto loro il questionario relativo all'indagine reclami.

Sportello per il consumatore energia e ambiente: l'informazione ai clienti e utenti finali

Call center

Come evidenziato nella tavola 10.3, il *call center* dello Sportello, nel 2022, ha ricevuto 1.254.318 chiamate in orario di servizio (+ 99% rispetto al 2021). Considerando le 240.101 chiamate abbandonate dai clienti o utenti finali senza attendere la risposta dell'operatore, quelle effettivamente gestite ammontano a 1.014.308 (quasi il doppio rispetto a quelle del 2021). Il tempo medio di conversazione è pari a 238 secondi, in lieve diminuzione rispetto ai 241 secondi del 2021.

TAV. 10.3 Chiamate pervenute al call center dello Sportello (2022)

	TOTALE PERVENUTE	PERVENUTE (ORE 8-18)	CHIAMATE GESTITE			ABBANDONATE SENZA RISPOSTA DELL'OPERATORE	CHIAMATE FUORI ORARIO	DURATA MEDIA CONVERSAZIONE (SECONDI)
			TOTALI	DI CUI CON OPERATORE	DI CUI CON RISPONDITORI AUTOMATICI			
TOTALE 2022	1.472.275	1.254.318	1.014.308	1.014.308	-	240.101	217.957	238

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip.

Le chiamate, nel 2022, sono state effettuate nell'80% dei casi da rete mobile (+ 5 p.p. rispetto al 2021), come indicato nella tavola 10.4; il restante 20% delle chiamate è stato effettuato da rete fissa.

TAV. 10.4 Distribuzione chiamate pervenute al call center dello Sportello fra rete fissa e rete mobile (*) (2022)

2022	
Rete fissa	20%
Rete mobile	80%

(*) In e fuori orario di servizio.

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip.

Anche nel 2022, il 96% delle chiamate pervenute al *call center* in orario di servizio ha interessato i settori elettrico e gas. Sotto il profilo degli argomenti di tali chiamate, individuati sulla base della voce dell'albero fonico selezionata dal chiamante, con riferimento ai settori energetici e idrico, si confermano i primi tre argomenti del 2021 (Tav. 10.5): il 68% delle chiamate ha riguardato il bonus sociale (653.315 per l'energia e 37.653 per l'idrico) – presuntivamente in ragione della centralità dello stesso nel contesto di crisi dei prezzi dell'energia e sulla scia del progressivo consolidamento del meccanismo di riconoscimento automatico del bonus per disagio economico –, il 13% le modalità di risoluzione delle controversie a disposizione di clienti e utenti finali (132.975 per l'energia e 2.063 per l'idrico) e il 7% le pratiche in gestione presso lo Sportello (64.030 per l'energia e 1.520 per l'idrico).

TAV. 10.5 Principali argomenti delle chiamate gestite dal call center dello Sportello per servizio selezionato dal chiamante (2022)

SERVIZIO	2022					
	ELETTRICO E GAS		IDRICO		TOTALE	
Bonus sociale	653.315	67%	37.653	90%	690.968	68%
Modalità di risoluzione delle controversie	132.975	14%	2.063	5%	135.038	13%
Diritti e regolazione	49.652	5%	417	1%	50.069	5%
Pratiche presso lo Sportello	64.030	7%	1.520	3%	65.550	7%
Portale Offerte, Portale Consumi e Gruppi di acquisto accreditati	40.411	4%	-	-	40.411	4%
Servizio a tutele gradualità	32.019	3%	-	-	32.019	3%
% TOTALE BONUS		67%		90%		68%
% TOTALE ALTRI ARGOMENTI		33%		10%		32%

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip e CContact.

Completano il quadro di dettaglio 204 chiamate gestite per il settore rifiuti e 49 chiamate gestite per il settore telecalore, tutte afferenti alla voce "diritti e regolazione".

Ancora con riferimento ai contenuti delle chiamate gestite, si ricorda che, nel corso della singola conversazione telefonica, il cliente o utente finale potrebbe porre più di un quesito e gli argomenti affrontati con l'operatore del *call center*, dunque, nonché i settori di riferimento, potrebbero essere differenti fra loro, anche rispetto al tasto dell'albero fonico selezionato in origine dal chiamante. È stata pertanto elaborata la tavola 10.6, al fine di dare contezza, in valori percentuali, dell'effettivo contenuto di ciascuna chiamata e dei relativi settori interessati (energia elettrica, gas, idrico). Nel 2022, sulla base di tale rilevazione, si conferma come primo argomento il bonus sociale (65%); a seguire, diversamente da quanto esposto nella tavola 10.5, gli argomenti "diritti e regolazione" (19%) e "modalità di risoluzione controversie" (8%); il che potrebbe fare concludere, al netto dei quesiti su argomenti specifici come il bonus sociale, per una diffusa necessità di informazione, da parte dei clienti e utenti finali, sui propri diritti previsti dalla normativa e dalla regolazione e su come azionare gli stessi mediante gli strumenti extragiudiziali e/o i servizi dello Sportello.

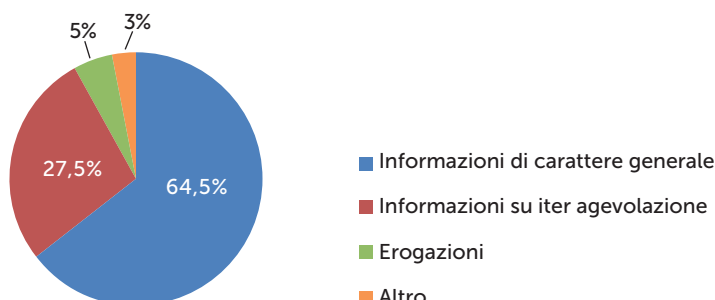
Nel 2022, infine, in 11.895 casi (circa 6.000 in meno rispetto al medesimo dato del 2021) sono state fornite informazioni sul superamento delle tutele di prezzo nei settori energetici, sia su richiesta specifica che nel corso di una conversazione su tematiche connesse.

TAV. 10.6 *Principali argomenti dei quesiti ricevuti dal call center dello Sportello (2022)*

SERVIZIO	2022		
	ELETTRICO E GAS	IDRICO	TOTALE
Bonus sociale	64%	87%	65%
Modalità di risoluzione delle controversie	8%	4%	8%
Diritti e regolazione	20%	5%	19%
Pratiche presso lo Sportello	6%	3%	6%
Portale Offerte, Portale Consumi e Gruppi di acquisto accreditati	1%	-	1%
Servizio a tutele gradualì	1%	-	1%
% TOTALE BONUS	64%	87%	65%
% TOTALE ALTRI ARGOMENTI	36%	13%	35%

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati CContact.

Come sopra evidenziato, il bonus sociale ha rappresentato, anche nel 2022, il principale argomento delle chiamate gestite dal *call center* dello Sportello. Dalla successiva figura 10.1, si evincono, più nel dettaglio, i principali sub-argomenti di tali chiamate, per i settori energetico e idrico, le cui variazioni rispetto al 2021 sembrano potersi riconnettere al suddetto graduale consolidamento dell'automatismo del bonus per disagio economico e, dunque, all'operatività di tale meccanismo: nel 64,5% dei casi (+15,5 p.p. rispetto al 2021), i clienti e gli utenti finali hanno richiesto informazioni di carattere generale (requisiti per l'accesso all'agevolazione, durata, importo, ecc.); nel 27,5% delle chiamate (-15,5 p.p. rispetto al 2021) sono state richieste informazioni in merito all'iter di riconoscimento dell'agevolazione, anche a seguito di domanda (bonus per disagio fisico) o presentazione della DSU (bonus per disagio economico); mentre il 5% di tali chiamate (-1 p.p. rispetto al 2021) ha riguardato le "erogazioni" (ossia le modalità di riscossione del bonus, i bonifici domiciliati, l'entità dell'importo ricevuto, ecc.).

FIG. 10.1 Focus dei principali argomenti delle chiamate gestite dal call center dello Sportello in tema bonus (2022)

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip e CContact.

Nel 2022 è stato confermato anche il servizio di *call back* con riferimento alle chiamate dei clienti o utenti finali che, non avendo potuto parlare con un operatore, hanno rilasciato il consenso a essere richiamati. Il ricontatto, come nel 2021, è avvenuto, di norma, nel corso delle successive 24 ore lavorative, compatibilmente con la disponibilità degli operatori legata ai volumi di chiamate in ingresso. Nel 2022, è stato tentato il ricontatto di 21.271 chiamanti (circa 18.000 chiamate in più rispetto al 2021), con i seguenti esiti: nel 65% dei casi sono stati forniti i chiarimenti e le informazioni necessari; per una quota pari al 28% il chiamante non ha risposto all'operatore del *call center*; nel 3% dei casi il consumatore ha dichiarato il venire meno del motivo del contatto; infine, il restante 4% è riconducibile ai clienti o utenti finali che avevano già ricontattato, con successo, lo Sportello.

Gli argomenti oggetto delle chiamate gestite mediante *call back* (già compresi nella rilevazione di cui alla tavola 10.6) sono riportati nella tavola 10.7.

TAV. 10.7 Principali argomenti delle chiamate gestite dal call center dello Sportello mediante call back (2022)

Bonus sociale	30%
Modalità di risoluzione delle controversie	1%
Informazioni sulla regolazione	66%
Pratiche presso lo Sportello	1%
Portale Offerte, Portale Consumi e Gruppi di acquisto accreditati	1%
Servizio a tutele gradualì	1%
TOTALE	100%

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Anche in ragione del significativo incremento annuo delle chiamate pervenute e tenuto conto di quanto sopra specificato a proposito della molteplicità di quesiti posti nella singola conversazione, il tempo medio di attesa per parlare con un operatore del *call center*, nel 2022, è stato pari a 267 secondi (in aumento di 38 secondi rispetto al 2021), mentre i valori relativi all'accessibilità al servizio e al livello del medesimo servizio si sono attestati, rispettivamente, al 93% e all'81% (in diminuzione, rispetto al 2021, rispettivamente, di 4 p.p. e 8,5 p.p.), come indicato nella tavola 10.8.




TAV. 10.8 Livelli di servizio per il call center dello Sportello (2022)

	2022
Accessibilità al servizio (AS) - %	93%
Tempo medio di attesa (TMA) - sec.	267
Livello di servizio (LS) - %	81%

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip.

Per quanto riguarda, infine, il tasso di soddisfazione dei clienti e utenti che si sono rivolti al *call center* dello Sportello (Tav. 10.9), su un campione di circa il 52% delle chiamate conversate, l'86% dei chiamanti ha valutato il servizio come buono, in leggera flessione rispetto al 2021 (-1 p.p.).

TAV. 10.9 Risultati della rilevazione di customer satisfaction per il call center dello Sportello (2022)

	2022
Buono 	86%
Sufficiente 	9%
Negativo 	5%
% chiamate conversate sottoposte a valutazione	52%
% utenti invitati dall'operatore a lasciare la valutazione	81,5%

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip.

Richieste scritte di informazioni

Nel 2022, lo Sportello ha ricevuto 57.710 richieste scritte di informazioni, facendo dunque registrare, come accennato a inizio paragrafo, dei volumi quasi triplicati rispetto al 2021. Tali richieste hanno interessato in larga parte i settori energetici (55.422), a fronte di 2.139 richieste per il settore idrico e 149 richieste per il telecalore.

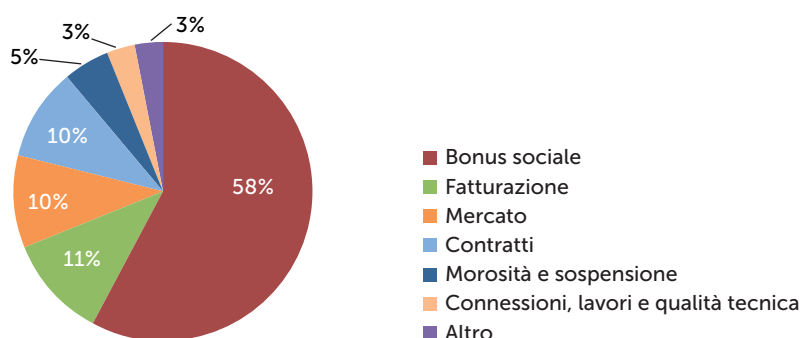
Più contenuto è stato invece l'incremento, da un anno all'altro, delle richieste di clienti e utenti finali classificabili come reclami di secondo livello: nel 2022, lo Sportello ne ha ricevute 2.555 (2.278 per i settori dell'energia), circa 300 in più rispetto al 2021. Tali richieste sono riscontrate dallo Sportello con una specifica informativa sugli strumenti conciliativi disponibili per risolvere la problematica non chiusa con il reclamo all'operatore o al gestore, tenuto conto della documentazione trasmessa e di quanto segnalato dal cliente o utente (reclami reindirizzati in conciliazione).

Con riferimento alle 55.422 richieste scritte di informazioni nei settori energetici, nel 2022 si conferma la *top 5* degli argomenti del 2021 (Fig. 10.2): bonus sociale (58%), fatturazione (11%), mercato (10%), contratti (10%) e morosità e sospensione (5%). Tuttavia, a differenza del 2021, quando il bonus sociale interessava 1 richiesta su 4, nel 2022 tale argomento ha invece riguardato più di una richiesta su due; gli altri argomenti, invece, hanno inciso in misura minore sul totale: rispetto al 2021, -8 p.p. per fatturazione e mercato, -1 p.p. per contratti e -6 p.p. per morosità e sospensione.

Più nel dettaglio, le richieste in tema bonus hanno avuto a oggetto, all'incirca in un caso su tre, le comunicazioni funzionali all'individuazione delle forniture gas dei clienti indiretti, per un terzo circa il meccanismo di ricono-

scimento automatico e nel 25% dei casi chiarimenti in tema di innalzamento della soglia ISEE fino euro 12.000 per l'individuazione dei beneficiari. Per quel che concerne gli altri argomenti, in continuità con il 2021, lo scorso anno è stato rilevato quanto segue: i principali sub-argomenti della fatturazione sono stati i consumi stimati (38%) e i ricalcoli (27%); in ambito mercato, le richieste hanno interessato soprattutto il cambio venditore (56%) e le presunte pratiche commerciali scorrette (20%); i sub-argomenti della voce "contratti" sono stati le modifiche unilaterali di contratto (54%), la voltura e il subentro (12%); infine, la morosità ha riguardato il 91% delle richieste classificate alla voce "morosità e sospensione".

FIG. 10.2 *Principali argomenti delle richieste di informazioni gestite dallo Sportello, settori energetici (2022)*



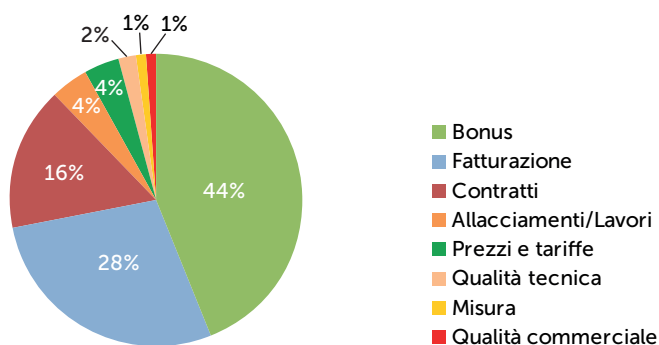
Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Come l'anno precedente, i reclami di secondo livello per l'energia (2.278), oggetto di specifico riscontro dello Sportello con reindirizzamento agli strumenti di conciliazione, hanno riguardato, nel 2022, in particolar modo la fatturazione (46%), con la prevalenza dei medesimi sub-argomenti rintracciati nelle richieste scritte di informazioni, ossia i consumi stimati (52%) e i ricalcoli (22%).

L'88% delle 55.422 richieste di informazioni per i settori energetici è stato presentato da clienti finali senza l'ausilio di delegati; nel 79% dei casi tali richieste hanno interessato il comparto domestico. Le richieste in esame sono state inviate allo Sportello principalmente via e-mail (54%), mentre nel 26% dei casi è stato utilizzato il Portale Unico.

Guardando alle 2.139 richieste scritte di informazioni per il settore idrico del 2022 (Fig. 10.3), si registra la prevalenza dell'argomento "bonus" (44%; in 9 casi su 10 tali richieste hanno interessato il meccanismo di riconoscimento automatico), in aumento di 23 p.p. rispetto al 2021; a seguire, la fatturazione (28%) e i contratti (16%).

FIG. 10.3 *Principali argomenti delle richieste di informazioni gestite dallo Sportello, settore idrico (2022)*



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

I 252 reclami di secondo livello reindirizzati in conciliazione hanno avuto a oggetto, nel 54% dei casi, la fatturazione, con i sub-argomenti riconducibili a conguagli (36%), consumi (34%) e perdite occulte (13%).

Come nei settori energetici, anche nell'idrico le 2.139 richieste di informazioni sono state presentate principalmente da utenti finali senza l'ausilio di delegati (87%); il 90% di tali richieste ha interessato il comparto domestico. Riguardo ai canali di accesso, per l'idrico prevale il Portale Unico (45%), seguito dall'e-mail (30,5%).

Per il settore del telecalore, nel 2022 sono pervenute allo Sportello 149 richieste scritte di informazioni, afferenti, nel 96% dei casi, alla trasparenza del servizio, con i seguenti principali sub-argomenti: fatturazione (39%), prezzi e tariffe (39%) e contratti (22%). La trasparenza del servizio ha interessato anche l'80% dei 25 reclami di secondo livello reindirizzati in conciliazione.

Le 149 richieste di informazioni per il settore del telecalore sono state presentate dagli utenti senza l'ausilio di delegati nel 93% dei casi; il 78% di tali richieste ha interessato il comparto domestico. Riguardo ai canali di accesso, per il telecalore prevalgono il Portale Unico (48%) e l'e-mail (34%).

Per un quadro completo della presente sezione, si evidenziano le 212 comunicazioni trasmesse allo Sportello per il settore dei rifiuti (140 nel 2021). Per tale settore, unitamente a idrico e telecalore, si rinvia più diffusamente al successivo paragrafo "Valutazione dei reclami nel settore dei servizi ambientali".

Si segnalano, infine, 59 richieste di informazioni per i settori energetici (130 nel 2021) e 5 per il settore idrico relative agli eventi sismici del Centro Italia e Ischia, oggetto di specifica regolazione dell'Autorità: tali richieste hanno riguardato, nell'89% dei casi, il tema delle agevolazioni tariffarie. In 11 casi lo Sportello ha trasmesso puntuali richieste di chiarimento agli operatori interessati, per una completa ricognizione della fattispecie, nell'ottica della risoluzione della problematica lamentata dal consumatore.

Procedure speciali informative

Le richieste di attivazione di procedure speciali informative per i settori energetici, nel 2022, ammontano a 41.958, in lieve flessione rispetto al 2021 (-4%). Mediante tali procedure, lo Sportello fornisce ai clienti finali informazioni specifiche codificate in banche dati centralizzate (Sistema informativo integrato, Sistema indennitario) e oggetto di regolamentazione "ad applicazione automatica".

Nel 2022, il settore elettrico si è confermato quale settore maggiormente interessato dalle procedure speciali in esame (64% delle richieste, -6 p.p. rispetto al 2021), seguito dal gas (23% delle richieste, +3 p.p.); il 13% delle richieste (+3 p.p.) ha riguardato entrambi i settori.

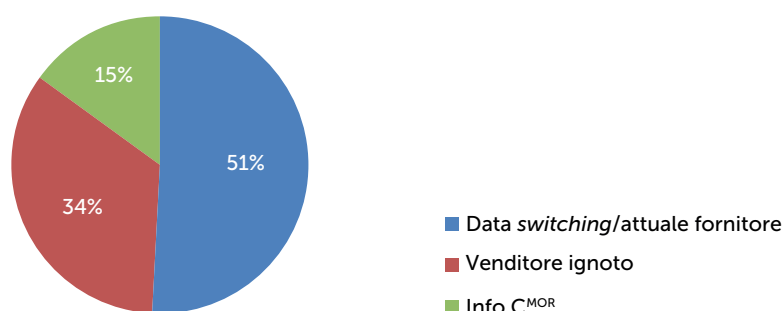
Nel 2022 (Fig. 10.4), la procedura speciale maggiormente utilizzata è stata quella volta a conoscere la controparte commerciale e la data di *switching* (51% dei casi, a fronte del 35% del 2021). Tale procedura ha fatto registrare l'incremento maggiore da un anno all'altro, sia in valori assoluti che in valori percentuali (+6.168 richieste; +41%).

Una quota pari al 34% delle procedure informative (45% nel 2021) è invece relativa alla procedura finalizzata all'identificazione del venditore ignoto in caso di voltura (la riduzione dei volumi potrebbe essere connessa

all'implementazione della regolazione in tema di voltura con *switching* per il settore elettrico). Tale procedura ha, invece, fatto registrare il decremento maggiore da un anno all'altro, anche in questo caso sia in valori assoluti che in valori percentuali (-5.504 richieste, -28%).

Infine, il 15% delle procedure in esame (20% nel 2021) ha avuto a oggetto il corrispettivo C^{MOR} e, in particolare, il nominativo del venditore che ha richiesto l'applicazione di tale corrispettivo, i contenuti minimi della richiesta di indennizzo previsti dalla regolazione e le informazioni relative all'eventuale stato di sospensione o annullamento dell'indennizzo medesimo.

FIG. 10.4 Richieste di attivazione di procedure speciali informative ricevute dallo Sportello (2022)



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Nella successiva tavola 10.10 sono riportati i tempi medi di lavorazione, rilevati su base annuale, delle procedure speciali informative. Anche nel 2022 si confermano valori ampiamente al di sotto dei livelli di servizio fissati dalla regolazione dell'Autorità. In particolare, da un anno all'altro, si registra un miglioramento di 2 giorni lavorativi per la procedura informativa relativa al C^{MOR}.

TAV. 10.10 Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali informative (2022)

PROCEDURE SPECIALI INFORMATIVE	LIVELLI SERVIZIO SPORTELLI (*)	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI SPORTELLI (**)
Venditore ignoto	10	3
Info C ^{MOR}	10	3
Data <i>switching</i> /attuale fornitore	5	3

(*) 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.

L'82% delle richieste in argomento ha riguardato il comparto domestico; nell'84% dei casi, esse sono state trasmesse allo Sportello da clienti finali senza l'ausilio di delegati. Per presentare le richieste di attivazione delle procedure speciali informative sono stati utilizzati nel 48% dei casi il Portale Unico e nel 46% dei casi l'e-mail.

Altre attività

Nel 2022 le segnalazioni sono fortemente aumentate rispetto al 2021. Lo Sportello, infatti, ha ricevuto, in totale, 697 segnalazioni (60 nel 2021), di cui 307 relative a entrambi i settori, 244 riguardanti l'energia elettrica,

104 afferenti al settore gas, 37 al settore idrico e 5 riconducibili al settore dei rifiuti. Mediante tale strumento, il cliente o utente finale può segnalare un disservizio ritenuto rilevante o una presunta criticità della regolazione; compito dello Sportello è monitorare le segnalazioni ricevute e, se del caso, svolgere specifici approfondimenti con gli esercenti interessati e/o con i clienti o utenti segnalanti, per gli eventuali seguiti di competenza dell'Autorità.

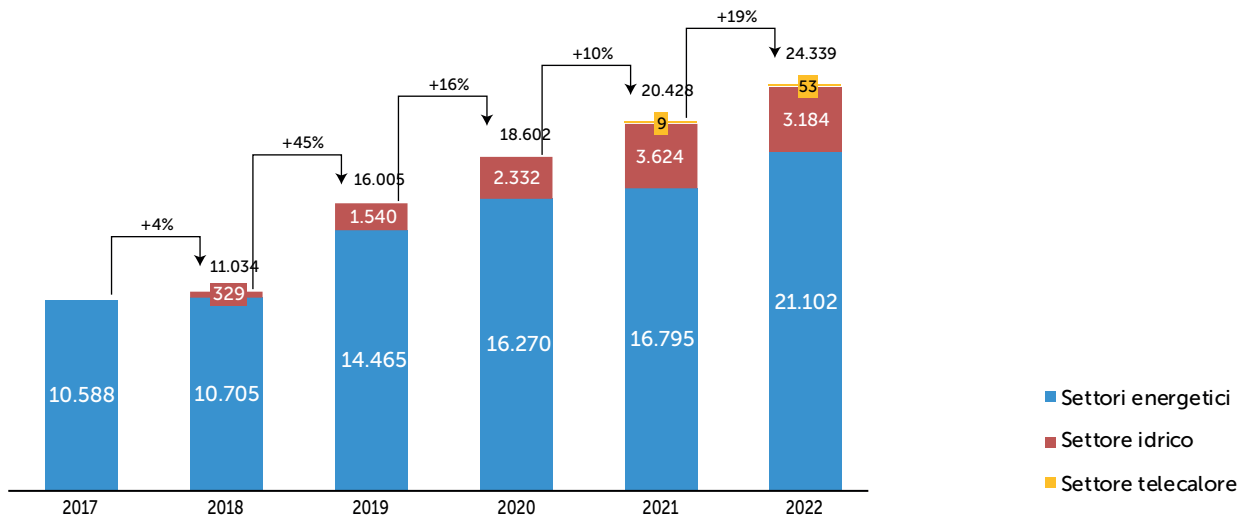
Un'attività specifica, svolta dallo Sportello sulla base della regolazione dell'Autorità, è rappresentata dalla ricezione, lavorazione e successiva trasmissione al SII dei moduli inviati dai clienti indiretti del settore gas ai fini del riconoscimento del bonus sociale per disagio economico: nel 2022 sono stati gestiti 97.431 moduli, come meglio specificato nel successivo paragrafo "Iniziative a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico, gas e idrico".

Infine, l'*help desk* dello Sportello, riservato alle associazioni dei consumatori e delle piccole e medie imprese per una consulenza qualificata sulla regolazione dell'Autorità, è stato utilizzato 11 volte (10 casi afferenti a clienti *dual fuel*).

Il Servizio conciliazione dell'Autorità

Nel 2022, il Servizio conciliazione ha ricevuto 24.339 domande (Fig. 10.5), per una media di 108,3 domande su giorni lavorativi. L'incremento annuo di domande, rispetto al 2021, è stato pari al 19%, a conferma del continuo *trend* di crescita dei volumi in ingresso da un anno all'altro. Tale incremento complessivo è legato essenzialmente all'aumento di domande di conciliazione per i settori energetici, sia in termini percentuali che in valori assoluti (+26% rispetto al 2021, corrispondente a circa 4.300 domande in più); in tali settori è operativo il tentativo obbligatorio di conciliazione quale condizione di procedibilità per l'azione giudiziale. In diminuzione, invece, il totale delle domande di conciliazione per il settore idrico (circa 400 in meno rispetto al 2021), nonostante l'ampliamento del novero dei gestori obbligati alla partecipazione al Servizio (almeno 100.000 abitanti residenti serviti), disposto con la delibera 13 luglio 2021, 301/2021/E/idr, ed efficace dal 1° gennaio 2022, che ha comportato l'esclusività del ricorso alla conciliazione, quale strumento per la soluzione delle controversie non risolte col reclamo di primo livello (eccezion fatta per le problematiche afferenti al bonus sociale), per una quota di utenti finali del settore pari a circa l'84% della popolazione nazionale.

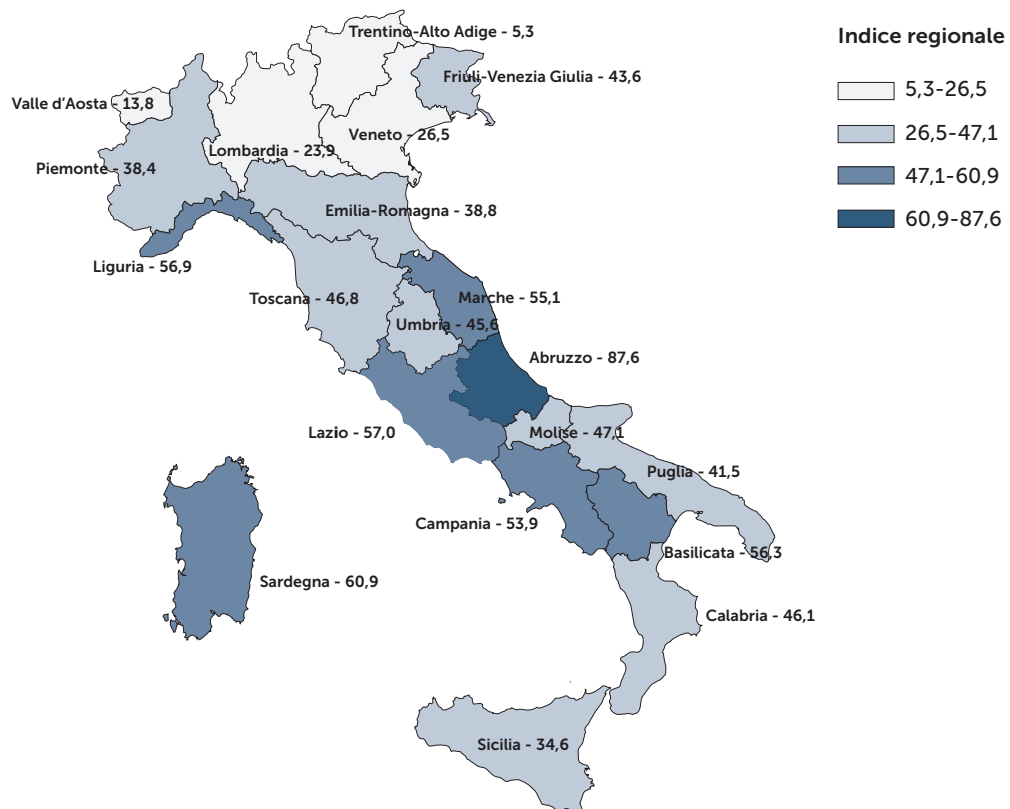
FIG. 10.5 Trend delle domande presentate al Servizio conciliazione (2017-2022)



Fonte: Servizio conciliazione.

Le 24.339 domande di cui sopra sono distribuite per Regione secondo quanto riportato nella figura 10.6. L'indice regionale più alto – dato dal rapporto fra il numero di domande per tutti i settori ogni 100.000 abitanti e la popolazione residente per Regione – si rinviene in Abruzzo (87,6). A seguire, la Sardegna (non metanizzata), il Lazio, la Liguria, la Basilicata, le Marche e la Campania, che fanno registrare valori compresi fra 53,9 e 60,9.

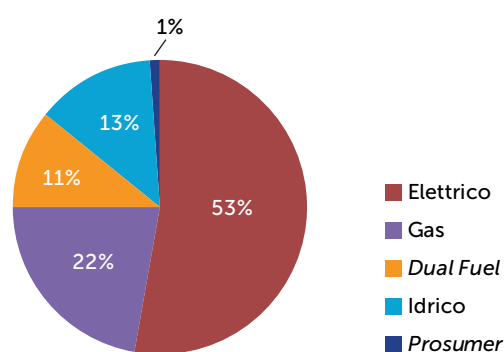
FIG. 10.6 Indice regionale delle domande ricevute dal Servizio conciliazione (2022)



Fonte: Servizio conciliazione.

L'incidenza percentuale di ciascun settore sul totale delle domande presentate al Servizio nel 2022 è riportata nella figura 10.7. Il 53% di tali domande (12.831) ha interessato il settore elettrico (+5 p.p. rispetto al 2021), mentre al gas è riconducibile una quota pari al 22%, corrispondente a 5.383 domande (-3,5 p.p. rispetto al 2021). Il settore idrico, con 3.184 domande, si attesta al 13% (-5 p.p. rispetto al 2021); ai clienti *dual fuel* sono riconducibili 2.744 domande, pari all'11% del totale (+3 p.p. rispetto al 2021). I *prosumer* hanno presentato 144 domande (l'1% del totale, in lieve aumento rispetto allo 0,5% del 2021); per il telecalore, infine, sono state presentate 53 domande (+44 rispetto al 2021).

FIG. 10.7 Domande ricevute dal Servizio conciliazione per settore (2022)

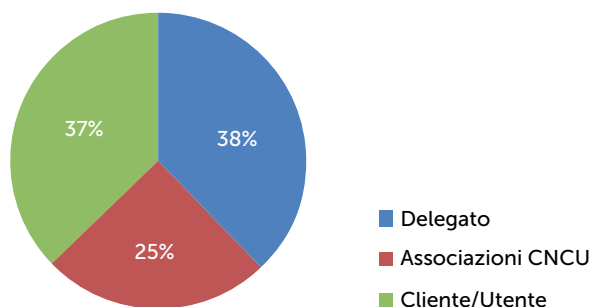


Fonte: Servizio conciliazione.

Rispetto al 2021, nel 2022 si è ridotto il peso percentuale, sul totale, delle domande di conciliazione presentate da delegati di clienti o utenti finali, diversi dalle associazioni rappresentative della clientela domestica e non domestica (Fig. 10.8): il 38% delle domande è infatti riconducibile a tale categoria di attivanti (-4 p.p. rispetto al 2021). Seguono i clienti o utenti finali, non assistiti da delegati, con il 37% (+5 p.p. rispetto al 2021) e le associazioni dei consumatori appartenenti al Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU) con il 25% (-1 p.p. rispetto al 2021). Solo 11, infine, le domande presentate da associazioni delle piccole e medie imprese in rappresentanza dei clienti finali non domestici.

Più nel dettaglio, le 9.205 domande presentate da delegati diversi dalle associazioni CNCU sono per lo più riferibili agli avvocati, a cui afferisce una quota pari al 67% di tali domande (-1 p.p. rispetto al 2021); seguono i delegati "non professionali" (parenti, conoscenti, ecc., dei clienti o utenti titolari della fornitura) con il 22% (-1 p.p. rispetto al 2021). Quasi due domande su tre presentate da tale categoria di attivanti hanno riguardato il comparto domestico; il settore elettrico ha interessato circa 5.200 domande.

Per quel che concerne, invece, le 8.931 domande dei clienti o utenti, presentate in via "diretta", senza, cioè, l'ausilio di un delegato, le stesse sono per il 70% relative a persone fisiche titolari del punto di fornitura (-5 p.p. rispetto al 2021), mentre il 27% (+7 p.p. rispetto al 2021) è riconducibile a rappresentanti interni delle piccole e medie imprese. Sono state 214, infine, le domande presentate da amministratori di condominio (249 nel 2021). Circa 6.500 domande tra quelle in esame ha interessato il comparto domestico; in poco più di un caso su due il settore oggetto di controversia è stato l'elettrico.

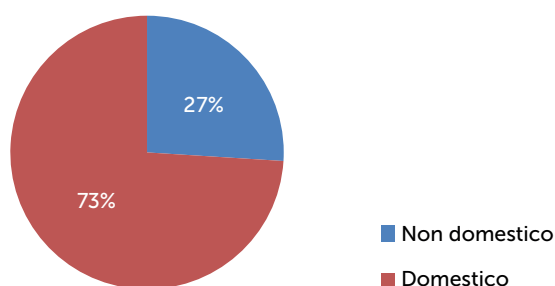
FIG. 10.8 Domande ricevute dal Servizio conciliazione per attivante (2022)

Fonte: Servizio conciliazione.

Si conferma, da un anno all'altro, il dato relativo all'età media delle persone fisiche che interagiscono sulla piattaforma del Servizio conciliazione: i delegati, infatti, si collocano principalmente nella fascia 43-47 anni, mentre per i clienti o utenti finali titolari della fornitura oggetto della controversia (inclusi, dunque, anche quelli che hanno attivato domande di conciliazione mediante un delegato) la distribuzione è più frammentata.

Si conferma, inoltre, la netta prevalenza degli accessi al Servizio conciliazione mediante PC: 96% nel 2022, a fronte del 97% del 2021.

Come riportato nella figura 10.9, il 73% delle domande presentate al Servizio conciliazione nel 2022 è riferibile al comparto domestico (-1 p.p. rispetto al 2021), mentre ai non domestici è riconducibile una quota pari al 27% (+1 p.p. rispetto al 2021). Combinando fra loro i dati riportati nelle figure 10.7 e 10.9, si ricava, anche nel 2022, la netta prevalenza del settore elettrico per il comparto non domestico (78,5% sul totale di domande relative a tale comparto, +4,5 p.p. rispetto al 2021), mentre, sul numero complessivo di domande dei domestici, il 43% ha interessato il settore elettrico e il 27% il gas (la forbice fra tali due settori è aumentata: dai 9 p.p. del 2021, sempre a favore dell'elettrico, ai 16 p.p. del 2022).

FIG. 10.9 Domande ricevute dal Servizio conciliazione per tipologia di cliente o utente finale (2022)

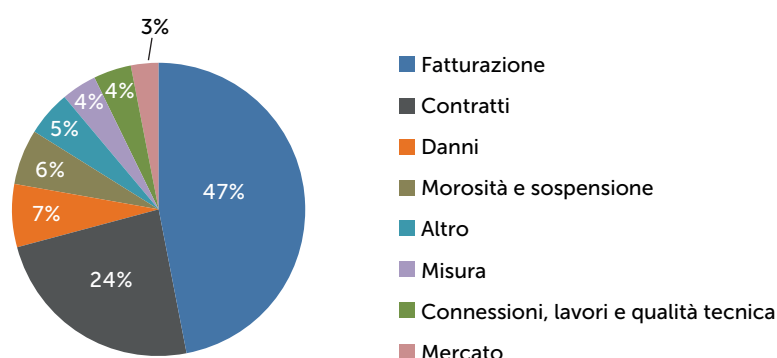
Fonte: Servizio conciliazione.

Relativamente agli argomenti delle domande di conciliazione del 2022 per i settori energetici (Fig. 10.10), la fatturazione ha interessato il 47% delle 21.102 domande complessive (-6 p.p. rispetto al 2021); a seguire, contratti e danni, con il 24% e il 7% (rispettivamente, +10 p.p. e -3 p.p. rispetto al 2021). Come nel 2021, la fatturazione ha rappresentato il primo argomento anche delle 12.831 domande relative al settore elettrico (46%) e delle 5.383 domande per il settore del gas (56%); anche i principali sub-argomenti coincidono fra i due settori: i consumi

stimati errati, i ricalcoli e i pagamenti/rimborsi, infatti, rappresentano, rispettivamente, il 25%, il 21% e il 17% delle domande sulla fatturazione per il settore dell'energia elettrica e il 29%, il 18% e il 17% di quelle relative al settore del gas.

Fra le 2.744 domande presentate dai clienti *dual fuel* prevale, invece, l'argomento dei contratti (44%), avente quale sub-argomento le modifiche unilaterali in un caso su quattro; le 144 domande dei *prosumer*, infine, hanno riguardato, nel 43% dei casi, l'argomento specifico dello scambio sul posto.

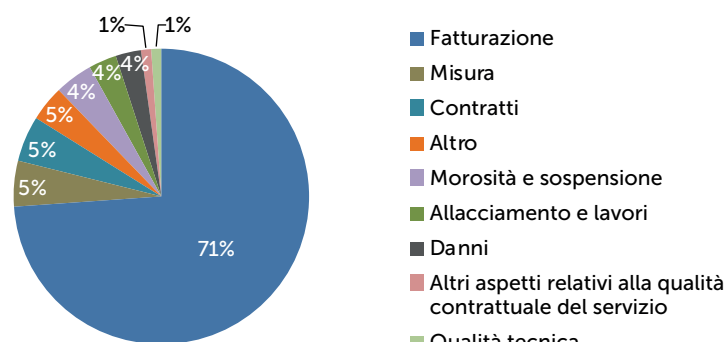
FIG. 10.10 Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione nei settori energetici (2022)



Fonte: Servizio conciliazione.

Passando alle 3.184 domande del settore idrico (Fig. 10.11), anche nel 2022 l'argomento principale è rappresentato dalla fatturazione (71%), seppure in flessione rispetto al 2021 (-3 p.p.). Gli argomenti "contratti" e "misura" si collocano a seguire, seppure con uno scarto sostanzioso (5% ciascuno, come nel 2021). In continuità con quanto rilevato nel 2021, le domande sulla fatturazione hanno interessato principalmente i sub-argomenti relativi ai consumi (40%) e agli importi per i consumi risalenti a più di due anni (19%).

FIG. 10.11 Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione nel settore idrico (2022)



Fonte: Servizio conciliazione.

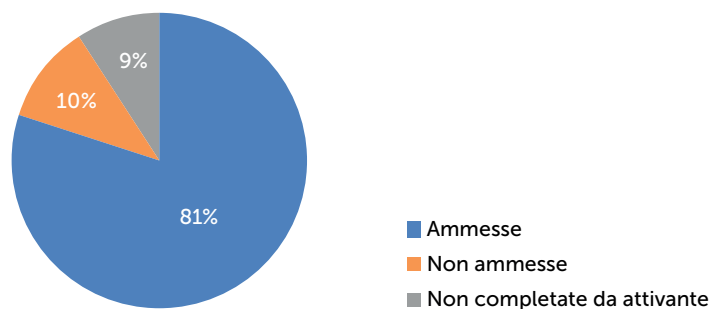
Le 53 domande pervenute per il telecalore, infine, hanno riguardato nel 38% dei casi la trasparenza del servizio e nel 13% dei casi l'argomento "morosità e sospensione" (una grossa fetta di domande, pari a circa il 43%, non è stata ricondotta dagli utenti a nessuna delle categorie presenti nel modulo online di domanda, presumibilmente in ragione della "novità" del settore, sia sotto il profilo regolatorio che con riguardo allo strumento conciliativo).

Il valore delle controversie azionate dinanzi al Servizio nel 2022 è stato elaborato sulla base di quanto dichiarato dagli attivanti per una quota di procedure pari a circa il 48% delle 12.717 concluse con accordo alla data di elaborazione di questo paragrafo. Considerando tale campione, il 54% delle controversie si colloca nella fascia da 0 a 1.000 euro, mentre l'84% non ha superato i 5.000 euro (soglia degli *small claims* ai sensi del regolamento (CE) n. 861/2007 dell'11 luglio 2007 e s.m.i.).

Nel 2022, il tasso di ammissibilità delle domande presentate al Servizio (Fig. 10.12) è aumentato di 1 p.p. rispetto al 2021, attestandosi all'81%. Le domande non completate dagli attivanti ammontano al 9%; le domande non ammesse per una delle cause previste dalla disciplina procedurale del Servizio sono invece pari al 10%. Fra tali cause si annoverano, fra l'altro: il mancato rispetto dei termini per presentare la domanda di conciliazione (25%), ossia 40 giorni (50 giorni per il settore idrico) dall'invio del reclamo in caso di mancata risposta da parte dell'operatore o del gestore; la produzione di documentazione non idonea a integrare la domanda a seguito di richiesta di regolarizzazione della stessa (23%); l'utilizzo della modulistica non corretta (14%). Quanto precede non preclude all'attivante la riproposizione della medesima domanda, una volta maturato il termine suddetto oppure a seguito della produzione del documento richiesto o dell'utilizzo della modulistica corretta.

Il dato sopra esposto può essere rapportato a ciascuna tipologia di attivante: anche nel 2022 le associazioni CNCU fanno registrare la più alta percentuale di domande ammesse su quelle presentate, ossia il 91% (+2 p.p. rispetto al 2021). A seguire, i delegati non associativi con l'81% (come nel 2021) – fra i quali gli avvocati fanno registrare l'82% e i delegati non professionali il 75% – e i clienti o utenti in via "diretta" (75%, + 1 p.p. rispetto al 2021).

FIG. 10.12 *Andamento delle domande presentate al Servizio conciliazione (2022)*



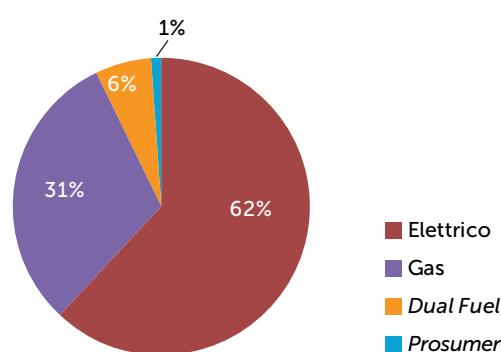
Fonte: Servizio conciliazione.

Per quanto riguarda la partecipazione degli operatori e dei gestori alle procedure avviate nel 2022 dal Servizio conciliazione, si registra un sostanziale rispetto dello specifico obbligo partecipativo previsto dalla regolazione dell'Autorità in capo agli operatori dei settori energetici e ai gestori del settore idrico di maggiori dimensioni (che servono almeno 100.000 abitanti residenti in uno o più ATO di competenza). Più nel dettaglio, gli operatori e i gestori obbligati hanno partecipato nel 99,6% delle procedure. I casi di mancata adesione, riconducibili per i settori energetici a operatori di piccole dimensioni, sono stati oggetto di specifici approfondimenti nell'ambito dell'attività di monitoraggio ed *enforcement* dell'obbligo in parola svolto dall'Autorità. Nel 2022, a valle di tale attività, l'Autorità, come riportato a inizio paragrafo, con delibera 379/2022/E/com, ha intimato a 4 operatori il rispetto dell'obbligo partecipativo al Servizio conciliazione per il periodo settembre 2021-maggio 2022. Dal 2017 a oggi, a seguito di casi di mancata partecipazione, sono state irrogate sanzioni amministrative pecuniarie nei confronti di sei operatori di energia. Per quanto concerne i gestori di minori dimensioni non obbligati, gli stessi

hanno preso parte agli incontri convocati dinanzi al Servizio nel 62% dei casi, esercitando una facoltà prevista dalla vigente disciplina procedurale per il settore idrico.

Nel 2022, il tasso di convocazione del distributore di energia in conciliazione quale ausilio tecnico, su richiesta del venditore controparte del cliente finale, è stato pari al 47% delle procedure nelle quali il medesimo venditore è stato convocato (circa 6.400 casi su 13.522 procedure), in ribasso di 20 p.p. rispetto al 2021. Tale convocazione ha interessato nel 62% dei casi il settore elettrico, a fronte del 31% relativo al settore del gas (Fig. 10.13).

FIG. 10.13 Ripartizione dei casi di convocazione del distributore quale ausilio tecnico per settore (2022)



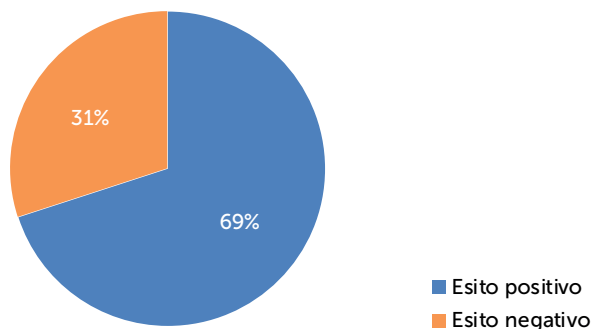
Fonte: Servizio conciliazione.

Il tasso di accordo su procedure avviate nel 2022 dinanzi al Servizio e concluse (Fig. 10.14), al netto delle procedure su cui è stata espressa rinuncia (337 nei settori energetici, 53 per l'idrico e 1 nel telecalore) e di quelle pendenti (718) alla data di elaborazione del presente paragrafo, si attesta al 69% (-1 p.p. rispetto al 2021). Guardando ai tre principali settori per numero di domande, è l'idrico a fare registrare il tasso di accordo maggiore (75%) su procedure concluse relative a tale settore, seguito dal gas con il 72% e dall'elettrico con il 65%.

Le procedure si sono concluse in media in 54 giorni solari (4 in meno rispetto al dato del 2021); il 77% di tali procedure (stesso valore percentuale del 2021) si è concluso in meno di due incontri (8.529 con un incontro e 5.624 con due incontri).

Anche il dato sugli accordi può essere rapportato alla tipologia di attivante: le associazioni CNCU fanno registrare l'82% di accordi su procedure concluse (-2 p.p. rispetto al 2021), a fronte del 67% dei clienti e utenti senza delegati (-4 p.p. rispetto al 2021) e del 60% dei delegati diversi dalle associazioni (come nel 2021). Fra questi ultimi, gli avvocati fanno registrare il 54% di accordi su procedure dagli stessi concluse (+1 p.p. rispetto al 2021), mentre i delegati non professionali raggiungono il 72% (-4 p.p. rispetto al 2021).

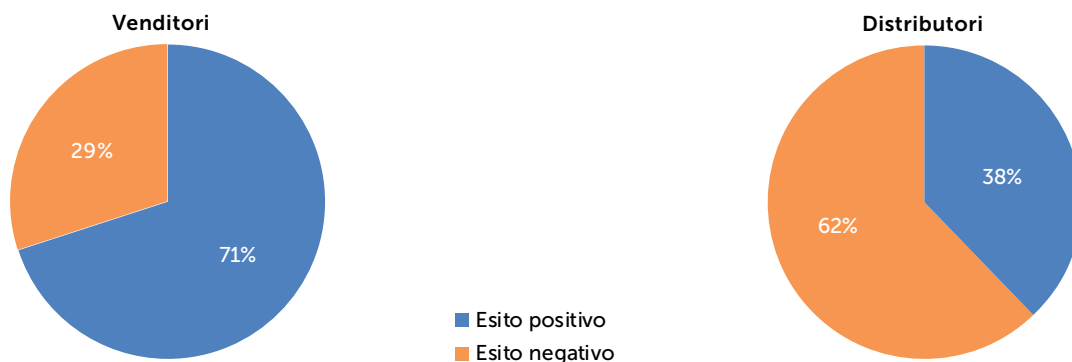
FIG. 10.14 *Esiti delle procedure concluse presso il Servizio conciliazione (2022)*



Fonte: Servizio conciliazione.

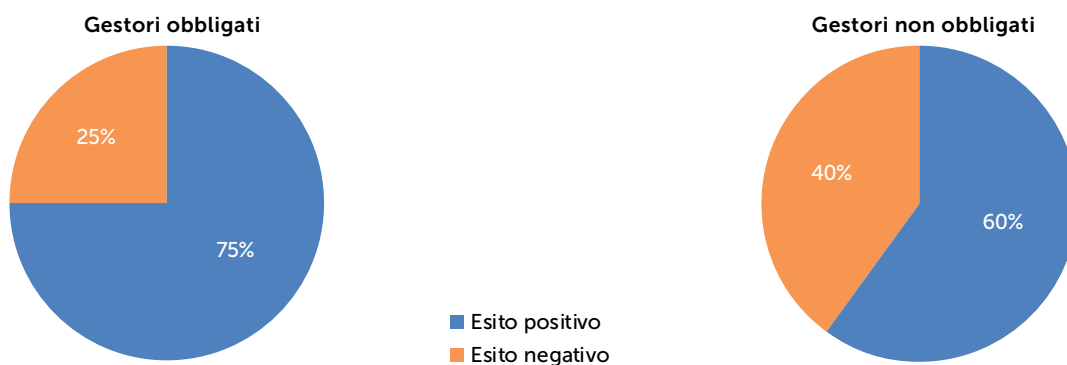
Guardando all'operatore controparte del cliente finale per i settori energetici, destinatario della domanda di conciliazione e dunque convocato dinanzi al Servizio, nel 2022, al netto delle suddette procedure pendenti, si registra un tasso di accordo, per i venditori, pari al 71%, a fronte del 38% ascrivibile, invece, ai distributori (Fig. 10.15). Nel settore idrico (Fig. 10.16), i gestori obbligati alla partecipazione alle procedure hanno sottoscritto accordi nel 75% delle procedure concluse; i non obbligati nel 60% dei casi.

FIG. 10.15 *Esiti delle procedure concluse presso il Servizio conciliazione per operatore, settori energetici (2022)*



Fonte dati: Servizio conciliazione.

FIG. 10.16 *Esiti delle procedure nel settore idrico concluse presso il Servizio conciliazione per gestore, settore idrico (2022)*













Fonte dati: Servizio conciliazione.

La *compensation* relativa agli accordi sottoscritti per procedure avviate e concluse nel 2022 dinanzi al Servizio conciliazione ammonta, alla data di elaborazione del presente paragrafo, a circa 19,8 milioni di euro. Si tratta della 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 che, anche per mezzo di delegati, hanno sottoscritto i predetti accordi.

Gli attivanti, nel 2022, hanno compilato 7.783 questionari a seguito della chiusura delle procedure dinanzi al Servizio conciliazione: nel 96% dei casi (Fig. 10.17) è stato espresso complessivamente un giudizio positivo (+1 p.p. rispetto al 2021), con percentuali variabili fra il massimo livello di soddisfazione (51%) e il valore "abbastanza soddisfatto" (30%). Più nel dettaglio, l'operato del conciliatore è stato valutato molto positivamente dal 68% degli attivanti di cui sopra.

FIG. 10.17 Risultati della customer satisfaction per il Servizio conciliazione (2022)

	 Molto soddisfatto (1)	 Soddisfatto (2)	 Abbastanza soddisfatto (3)	 Poco soddisfatto (4)	 Per nulla soddisfatto (5)
Totale	51%	15%	30%	2%	2%
Sintesi giudizio	96%			4%	

	 Molto soddisfatto (1)	 Soddisfatto (2)	 Abbastanza soddisfatto (3)	 Poco soddisfatto (4)	 Per nulla soddisfatto (5)
Guida al servizio	48%	17%	32%	2%	1%
Modulistica	47%	17%	33%	2%	1%
Procedura di conciliazione	48%	15%	31%	3%	3%
Stanza virtuale	44%	18%	33%	4%	1%
Conciliatore	68%	9%	19%	2%	2%

Fonte: Servizio conciliazione.

Procedure speciali risolutive

Analogamente alle procedure speciali informative, anche per quelle risolutive lo Sportello può accedere alle informazioni codificate in banche dati centralizzate ma, in questi casi, per indicare la soluzione di problematiche afferenti a fattispecie predeterminate dei settori energetici. Nell'ambito delle procedure speciali risolutive, lo Sportello può anche richiedere informazioni agli operatori interessati.

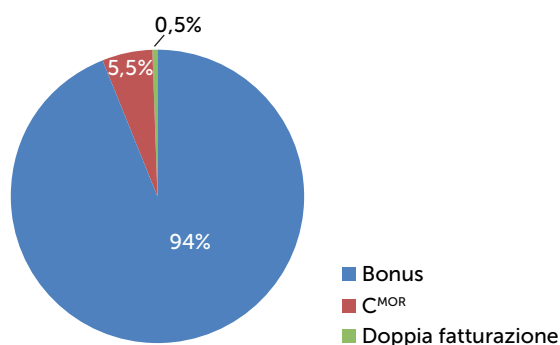
Nel 2022, lo Sportello ha ricevuto 22.583 richieste di attivazione di procedure speciali risolutive, registrando un forte aumento rispetto al 2021 (+100%), come evidenziato a inizio paragrafo. La procedura maggiormente utilizzata è stata quella in tema bonus (94%, +8 p.p. rispetto al 2021); a seguire, quella relativa al C^{MOR} (verifica dei presupposti per il suo annullamento), che si attesta al 5,5% (-7,5 p.p. rispetto al 2021), e le richieste in tema di doppia fatturazione (0,5%, -0,5 p.p. rispetto al 2021). Le altre procedure speciali risolutive fanno registrare volumi poco significativi: la procedura ripristinatoria volontaria regolata dall'allegato A alla delibera 6 aprile 2017, 228/2017/R/com, e quella connessa alla mancata erogazione dell'indennizzo automatico dovuto, entro i termini massimi previsti dalla regolazione, sono state attivate, rispettivamente, 14 volte e 5 volte.

Con particolare riferimento alla procedura in tema bonus, si segnala che il 64% circa delle richieste di supporto inviate allo Sportello ha interessato la mancata erogazione dell'agevolazione; le restanti richieste hanno interessato, per lo più, problematiche connesse alla continuità dell'agevolazione a seguito di *switching* o voltura o relative all'importo del bonus ritenuto errato.

Lo Sportello, se l'istanza del cliente è ritenuta fondata, sulla base dei documenti inviati dal medesimo cliente e a seguito delle verifiche sul SII, trasmette una richiesta di informazioni agli esercenti interessati, richiedendo di riconoscere la medesima agevolazione in fattura, informandone il cliente finale. Solo quando l'erogazione risulta effettuata nei termini previsti dalla regolazione, il caso sottoposto allo Sportello viene chiuso. Se, invece, l'istanza risulta infondata, lo Sportello procede con l'invio di una lettera di informazioni al cliente finale, fornendo gli opportuni chiarimenti e spiegando i motivi per cui l'agevolazione non può essere corrisposta.

Il settore maggiormente interessato dalle procedure in argomento è stato l'elettrico (53%, +16 p.p. rispetto al 2021), seguito dal gas con il 25% (-10 p.p. rispetto al 2021) e dal *dual fuel* con il 22% (-6 p.p. rispetto al 2021). Il settore elettrico risulta prevalente anche guardando alle singole tipologie di procedure speciali, avendo interessato il 52% delle procedure bonus e il 70% di quelle C^{MOR}.

FIG. 10.18 Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive ricevute dallo Sportello (2022)



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Come anticipato a inizio paragrafo, con la delibera 169/2022/E/com, l'Autorità ha proseguito l'attività di monitoraggio ed *enforcement* degli obblighi imposti agli operatori nell'ambito delle attività dello Sportello, nello specifico intimando a 52 operatori di fornire un riscontro alle richieste di informazioni inviate dallo Sportello, nel periodo 1° gennaio 2021-31 dicembre 2021, nell'ambito della gestione delle procedure speciali risolutive (le richieste inesitate ammontavano a circa l'1% del totale di richieste inviate dallo Sportello nel periodo).

Complessivamente, nel 6% dei casi le risposte fornite dagli operatori nel 2022 sono state classificate come tardive, in quanto pervenute allo Sportello oltre il termine massimo previsto dalla regolazione.

Nel 2022 è terminata, con il supporto dello Sportello, l'attività di monitoraggio in tema di modalità di fatturazione del corrispettivo C^{MOR} per il biennio maggio 2020-maggio 2022. In particolare, nel periodo in esame, successivamente all'analisi di circa 400 casi (connessi a procedure speciali sia informative che risolutive), sono stati individuati 117 operatori che non rispettavano parzialmente o del tutto la regolazione in materia. A seguito di specifica e graduale attività di *moral suasion*, tutti gli operatori coinvolti hanno adeguato le fatture a quanto previsto dalla regolazione.

I tempi medi di gestione delle procedure in esame sono illustrati nella successiva tavola 10.11. Guardando alle procedure più utilizzate nel 2022, per quella relativa al bonus la tempistica di gestione complessiva si attesta a 29 giorni lavorativi di media (in aumento rispetto ai 23 del 2021), mentre per la procedura C^{MOR} i giorni lavorativi impiegati in media per la chiusura dei casi sono stati 15 (in diminuzione rispetto ai 17 del 2021).

TAV. 10.11 Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali risolutive (2022)

PROCEDURE SPECIALI RISOLUTIVE	LIVELLI SERVIZIO SPORTELLLO (*)	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI SPORTELLLO (***)	TEMPI RISPOSTA OPERATORE (**)	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI OPERATORE (***)	TEMPISTICA GESTIONE COMPLESSIVA
Bonus	10	16	20	13	29
C ^{MOR}	10	5	10	10	15
Procedura ripristinatoria volontaria	10	8	-	-	8
Doppia fatturazione	10	5	10	7	12
Mancata erogazione indennizzo	10	4	10	11	15

(*) 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 dalla ricezione del rigetto da parte del venditore.

Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Nel 98% dei casi, le procedure speciali risolutive del 2022 hanno interessato il comparto domestico; il 90% delle richieste di attivazione è stato presentato da clienti finali senza l'ausilio di delegati. Il canale principale per azionare tali procedure è stato l'e-mail (63,5%), mentre il Portale Unico è stato utilizzato nel 29% dei casi.

Elenco degli organismi ADR nei settori di competenza dell'Autorità

Nel corso del 2022, sono proseguite le attività relative alla gestione, alla tenuta e alla vigilanza dell'Elenco degli organismi ADR (*Alternative Dispute Resolution*) dei settori di competenza, ai sensi del titolo II-bis della parte V del Codice del consumo¹.

¹ La disciplina per l'iscrizione in elenco e le modalità di svolgimento delle suddette attività è contenuta nell'allegato A alla delibera 17 dicembre 2015, 620/2015/E/com (recante la Disciplina del procedimento per l'iscrizione nell'Elenco degli organismi ADR), come modificato, in ultimo, dalla delibera 14 luglio 2020, 267/2020/E/com.

Alla data del 31 dicembre 2022 risultano iscritti in Elenco, oltre al Servizio conciliazione, 29 organismi ADR (Tav. 10.12), di cui 7 di conciliazione paritetica settoriali (basati su appositi Protocolli di intesa stipulati tra associazioni di consumatori e imprese), 1 settoriale a rilevanza regionale e 21 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); di questi ultimi, 20 sono organismi di mediazione (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). Due dei sopra citati organismi iscritti in Elenco ADR – di cui uno a rilevanza regionale – sono competenti per il solo settore idrico, mentre i restanti organismi sono tutti competenti per i settori dell'energia elettrica e del gas, e 16 di essi (di cui 3 di conciliazione paritetica) risultano iscritti anche per il settore idrico. Infine, per 2 organismi (entrambi di conciliazione paritetica), oltre ai settori energetico e idrico, si aggiunge il telecalore. Gli organismi in questione, la cui iscrizione è stata notificata al Ministero dello sviluppo economico, quale punto di contatto unico con la Commissione europea, risultano altresì iscritti alla Piattaforma ODR della medesima Commissione (per le controversie tra consumatori e imprese originate dai contratti stipulati online).

Nel corso del 2022, con apposite determine del Direttore della Direzione *Advocacy* Consumatori e Utenti, sono stati aggiunti in Elenco due nuovi organismi², di cui uno per i settori dell'energia elettrica e del gas e uno per il solo settore idrico, mentre si è proceduto alla cancellazione dall'Elenco ADR di un organismo settoriale, ai sensi dell'art. 5, comma 5.3, della Disciplina, in accoglimento dell'istanza formulata dall'organismo stesso³.

TAV. 10.12 Organismi iscritti nell'Elenco ADR dell'Autorità al 31 dicembre 2022

ORGANISMO	DATA ISCRIZIONE E SETTORI
Servizio conciliazione ARERA	18/12/2015 energia elettrica e gas 1/7/2018 energia elettrica, gas e servizi idrici 1/7/2021 energia elettrica, gas, servizi idrici e teleriscaldamento e teleraffrescamento
Organismo ADR di conciliazione paritetica Eni Plenitude Società Benefit – Associazioni di consumatori	11/1/2016 energia elettrica e gas
Organismo ADR Edison Energia – Associazioni dei consumatori CNCU	12/2/2016 energia elettrica e gas
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 dei consumatori	24/2/2017 energia elettrica, gas e servizi idrici 4/3/2020 energia elettrica, gas, servizi idrici e teleriscaldamento e teleraffrescamento
Organismo ADR Acea – Associazioni dei consumatori	24/2/2017 energia elettrica, gas e servizi idrici
S.P.F. 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

(segue)

² Determine 7 gennaio 2022, 1 /2022 – DACU e 2 settembre 2022, 5 /2022 – DACU.

³ Determina 23 giugno 2022, 4 /2022 – DACU.

ORGANISMO	DATA ISCRIZIONE E SETTORI
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 dei 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
Conciliaconsumatori – Organismo di mediazione	23/4/2020 energia elettrica e gas 28/7/2020 energia elettrica, gas e servizi idrici
Facilita – Organizzazione indipendente per la gestione delle relazioni e dei gruppi – Società cooperativa – Organismo di mediazione	13/5/2020 energia elettrica e gas
Organismo di mediazione civile e commerciale della Società Umanitaria – Fondazione P.M. Loria denominato “Morris L. Ghezzi” – Organismo di mediazione	4/6/2020 energia elettrica, gas e servizi idrici
Concilia Qui – Organismo di mediazione	4/6/2020 energia elettrica e gas
ADR Pro Gest Italia – Organismo di mediazione	15/9/2020 energia elettrica, gas e servizi idrici
A.N.GE.C. Associazione Nazionale Gestione Conflitti – Organismo di mediazione	22/2/2021 energia elettrica e gas
Artes – Organismo di mediazione	25/3/2021 energia elettrica, gas e servizi idrici
Organismo Conciliativo del Servizio Idrico Toscano	1/6/2021 servizi idrici
Rimedia – Organismo di mediazione	7/1/2022 servizi idrici
Sistema A.R. Mediazione in sigla ARSMEDIA – Organismo di mediazione	2/9/2022 energia elettrica e gas

(*) 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 del mantenimento del requisito della formazione specialistica⁴ da parte degli organismi ADR presenti in Elenco, ai sensi dell'art. 141-*nonies*, comma 2, del Codice del consumo, e, quindi, con riferimento all'obbligo di trasmissione all'Autorità dell'elenco dei conciliatori attivi, competenti nei settori oggetto di iscrizione, in possesso della citata formazione o del relativo aggiornamento (art. 3, comma 3.2, della Disciplina)⁵, dopo la sospensione dei termini per la rendicontazione (a decorrere dal mese di luglio 2020), disposta dagli Uffici dell'Autorità, in via eccezionale, a causa della passata emergenza epidemiologica nazionale, è ripresa, dal primo

4 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 a corsi o seminari di durata non inferiore a quattordici ore e relativi aggiornamenti almeno biennali di durata non inferiore a dieci ore. L'organismo è iscritto con riferimento ai settori per i quali sia stata attestata la predetta formazione specifica e soltanto i conciliatori con la specifica formazione 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 nel corso del quarto semestre solare successivo al semestre solare in cui si è svolta la precedente sessione di formazione o aggiornamento. Il mancato rispetto di quanto prescritto dal 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.

5 Tale obbligo si ritiene assolto attraverso la trasmissione, agli Uffici della Direzione dell'Autorità responsabile, dell'elenco dei conciliatori in argomento, con cadenza semestrale.

bimestre del 2022, la normale rendicontazione dell'aggiornamento formativo dei conciliatori preposti dall'organismo di riferimento alla gestione delle procedure ADR.

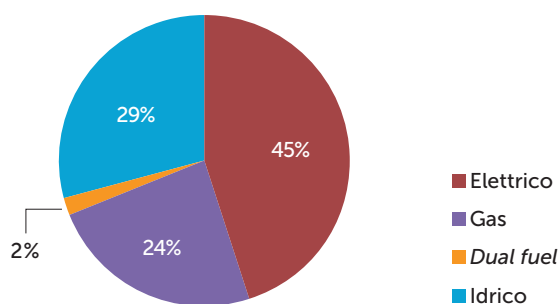
Per quanto riguarda il monitoraggio sull'andamento delle procedure ADR gestite dagli organismi iscritti in Elenco, con riferimento al 2022, i dati e le informazioni sono stati trasmessi tramite il *format* predisposto dai competenti Uffici dell'Autorità, che sintetizza quanto previsto dagli artt. 141-*quater*, comma 2, e 141-*nonies*, comma 4, del Codice del consumo in tema di rendicontazione obbligatoria delle attività da parte degli organismi iscritti in Elenco. Le Relazioni annuali devono, poi, essere obbligatoriamente pubblicate dagli organismi sui propri siti web (la Relazione annuale del Servizio conciliazione è pubblicata nel sito web dell'organismo – conciliazione.arera.it – e in quello dell'Autorità).

Alla data di elaborazione di questo paragrafo, 1 solo organismo (trasversale) ha comunicato di non avere ricevuto domande di conciliazione per l'anno 2022, mentre per 3 organismi sono in corso approfondimenti.

Sulla base delle informazioni trasmesse dagli organismi ADR (al netto dei quattro sopra citati e con l'esclusione del Servizio conciliazione, per cui si rinvia al precedente paragrafo "Il Servizio conciliazione dell'Autorità"), nel 2022 si registra una lieve riduzione del numero totale delle domande ricevute, rispetto all'anno precedente. Nello specifico, su un totale di 1.327 domande (1.478 nel 2021), 940 hanno riguardato controversie insorte nei settori elettrico, gas e *dual fuel* (a fronte delle 1.048 del 2021) e 386 hanno interessato il settore idrico (429 nel 2021), mentre una è afferente al settore del telecalore (come nel 2021).

Nel 2022 (Fig. 10.19), in valori percentuali, il settore che ha fatto registrare il maggiore numero di domande di conciliazione è il settore elettrico (45%), seguito dal settore idrico (29%) e dal settore gas (24%).

FIG. 10.19 Organismi ADR: domande ricevute per settore (2022)



Fonte: Relazioni annuali 2022 degli organismi ADR.

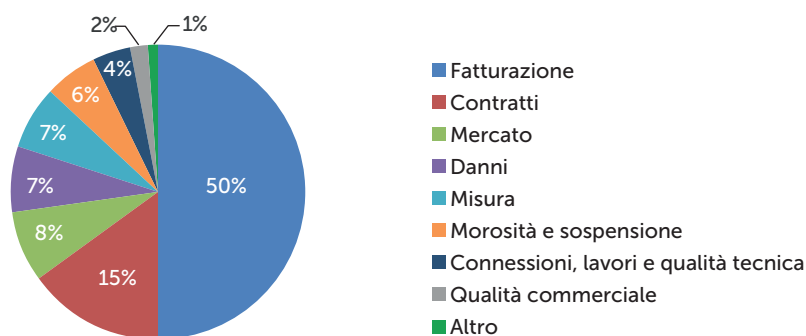
Il 73% delle domande presentate, per tutti i settori, è riconducibile agli organismi ADR di conciliazione paritetica: in particolare, a tali organismi è ascrivibile l'82% delle domande relative ai settori energetici e il 52% di quelle presentate per il settore idrico.

Con riferimento alla tipologia di attivante, nel 37% dei casi il cliente o utente finale si è avvalso di un delegato appartenente a un'associazione dei consumatori. Più nello specifico, tale percentuale riflette il volume delle domande ricevute dagli organismi di conciliazione paritetica, che, in quasi la metà dei casi, vengono presentate direttamente da un'associazione dei consumatori (49%); per quanto riguarda, invece, le domande presentate

presso gli organismi trasversali, il cliente o utente finale si è avvalso, nel 43% dei casi, di un delegato professionista diverso dalle associazioni medesime (per esempio, avvocato o commercialista).

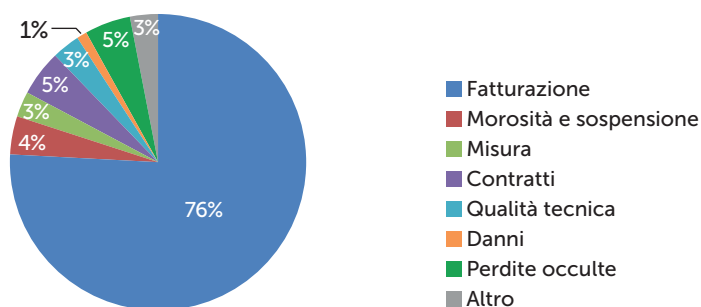
Riguardo agli argomenti delle controversie, sia nei settori energetici che nel settore idrico, quello prevalente, anche nel 2022, continua a essere la fatturazione, che si attesta, rispettivamente, al 50% e al 76%. Seguono, nei settori energetici (Fig. 10.20), le controversie in tema di contratti (15%), mercato (8%), misura (7%), danni (7%) e morosità e sospensione (6%); nel settore idrico (Fig. 10.21), quelle relative alle perdite occulte (5%) e ai contratti (5%).

FIG. 10.20 Organismi ADR: principali argomenti oggetto delle controversie nei settori energetici (2022)



Fonte: Relazioni annuali 2022 degli organismi ADR.

FIG. 10.21 Organismi ADR: principali argomenti oggetto delle controversie nel settore idrico (2022)



Fonte: Relazioni annuali 2022 degli organismi ADR.

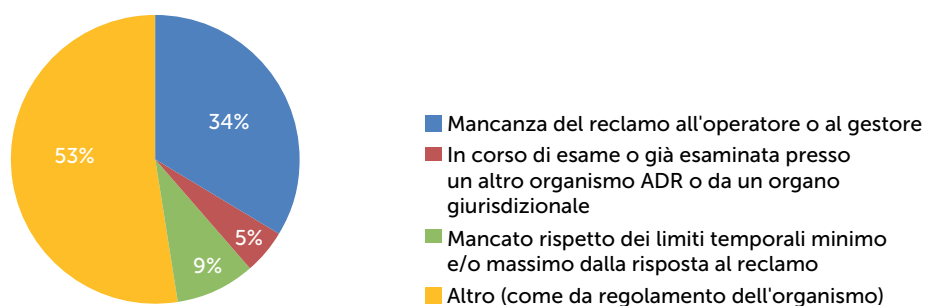
La percentuale delle domande ammesse, rispetto alle domande ricevute, si conferma elevata: su 1.327 domande ricevute dagli organismi iscritti in Elenco, il tasso di ammissibilità è pari all'84% nel 2022 (87% nel 2021, a fronte di 1.478 domande ricevute), con un lieve scarto, in termini percentuali, tra i singoli settori, come si evince dalla tavola 10.13. La quasi totalità degli organismi dichiara di avere adottato forme online di accesso alle procedure (piattaforma telematica, e-mail).

TAV. 10.13 Organismi ADR: percentuale di domande ammesse su domande ricevute per settore (2022)

SETTORE	N. DOMANDE RICEVUTE	% DOMANDE AMMESSE SU DOMANDE RICEVUTE
Elettrico	601	80%
Gas	308	94%
Idrico	386	83%
Dual fuel	31	84%
Telecalore	1	0%
TOTALE	1.327	84%

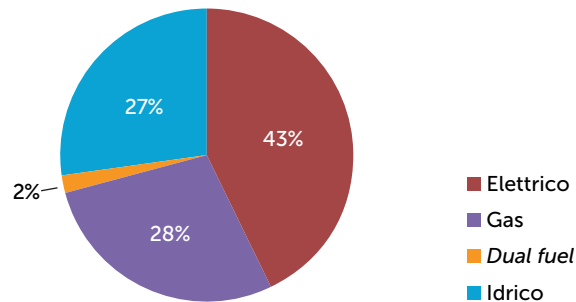
Fonte: Relazioni annuali 2022 degli organismi ADR

Per quanto riguarda i casi di inammissibilità, comunicati dai 7 organismi di conciliazione paritetica e dall'organismo settoriale a rilevanza regionale, oltre ai motivi di rifiuto standardizzati nel Codice del consumo, nelle Relazioni annuali del 2022 tali organismi hanno evidenziato il dato relativo ai motivi previsti nei rispettivi regolamenti che disciplinano l'attivazione e lo svolgimento delle procedure ADR, a cui è riconducibile il 53% dei casi di inammissibilità. Gli altri motivi di inammissibilità hanno riguardato: la mancanza del reclamo preventivamente inviato all' esercente (34%), il mancato rispetto dei termini minimi e massimi rispetto al reclamo e all'eventuale risposta per la presentazione della domanda (9%), i casi di domanda duplicata oppure già sottoposta ad altro organismo ADR o al giudice (5%), come riportato nella figura 10.22.

FIG. 10.22 Organismi ADR: principali motivi di inammissibilità delle domande (2022)

Fonte: Relazioni annuali 2022 degli organismi ADR.

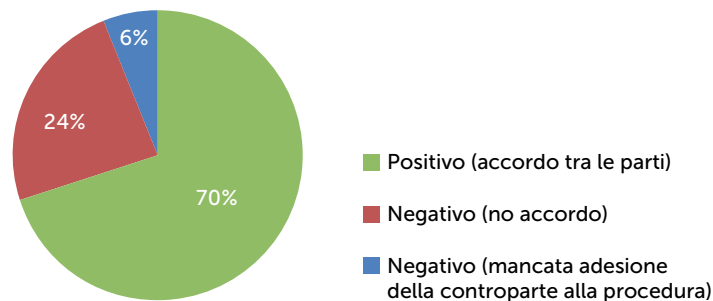
Le procedure scaturite dalle domande ammesse nel 2022, nell'81% dei casi si sono concluse nel corso dello stesso anno, secondo la ripartizione per settore di cui alla figura 10.23; con riferimento al restante 19% dei casi, tali procedure risultano pendenti al 31 dicembre 2022 (15%) o interrotte (4%) nella quasi totalità dei casi per rinuncia del cliente o utente finale.

FIG. 10.23 Organismi ADR: distribuzione percentuale delle procedure concluse per settore (2022)

Fonte: Relazioni annuali 2022 degli organismi ADR.

I dati e le informazioni ricevuti dagli organismi ADR iscritti in Elenco evidenziano un andamento positivo delle procedure di conciliazione (Fig. 10.24): nel 70% delle procedure concluse, le parti hanno raggiunto un accordo (esattamente come nel 2021).

Tra le motivazioni di conclusione con esito negativo si registra anche una percentuale dovuta a mancata adesione della controparte alla procedura, che ha interessato esclusivamente gli organismi ADR trasversali, diversamente da quanto accade per le conciliazioni paritetiche ADR, per le quali l'operatore si obbliga a partecipare alle procedure in virtù della sottoscrizione del Protocollo di intesa con le associazioni dei consumatori.

FIG. 10.24 Organismi ADR: esiti delle procedure concluse (2022)

Fonte: Relazioni annuali 2022 degli organismi ADR.

Guardando al totale delle procedure concluse per singolo settore, la quota maggiore di accordi è stata raggiunta nel *dual fuel* (79%), seguito dal gas al 74% e dall'elettrico al 62%; le procedure relative al settore idrico si sono concluse con un accordo nel 75% dei casi.

Nel 2022, gli accordi raggiunti sono da ricondurre per il 79% agli organismi ADR di conciliazione paritetica; la quota percentuale di accordi sul totale delle procedure concluse da tali organismi è pari all'81%.

Infine, per quanto riguarda i tempi medi di conclusione delle procedure, nel 2022, come negli anni precedenti, si evidenzia 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 circa 59 giorni in caso di accordo (come nel 2021), mentre, in caso di mancato accordo, in 50 giorni (rispetto ai 53 giorni del 2021). In tutti i casi esaminati, i termini previsti dal Codice del consumo (90 giorni prorogabili per un massimo di altri 90 giorni) appaiono comunque rispettati.

Valutazione dei reclami nel settore dei servizi ambientali

I reclami nel settore idrico

A partire dal mese di gennaio 2022, a seguito dell'adozione della delibera 13 luglio 2021, 301/2021/E/com, l'Autorità ha previsto l'ulteriore ampliamento del novero dei gestori obbligati a partecipare alle procedure extragiudiziali per la soluzione delle controversie attivate dinanzi al Servizio conciliazione, stabilendo che la soglia minima di abitanti residenti serviti in uno o più ATO di competenza, ai fini dell'individuazione dei gestori coinvolti, fosse pari a 100.000. I gestori obbligati a partecipare alle procedure di conciliazione, in caso di reclami non risolti in prima istanza, sono passati da 46 a 94, permettendo di ottenere una copertura di popolazione nazionale interessata pari a circa l'84% (rispetto al precedente 63%).

È stata, inoltre, estesa anche agli utenti del settore idrico la possibilità di accedere al Servizio conciliazione con termini abbreviati per l'avvio della procedura⁶, non solo nei casi di fornitura sospesa, ma anche qualora tali utenti allegghino alla domanda di conciliazione la costituzione in mora (nella quale sia indicata la data a partire dalla quale il gestore potrà effettuare la limitazione, sospensione o disattivazione della fornitura), relativa a una fattura contestata con il reclamo di primo livello. L'obbligo di partecipare alle procedure convocate dinanzi al Servizio conciliazione prevede specifici vincoli informativi; in particolare, i gestori sono tenuti a indicare, nel proprio sito web, nei nuovi contratti e nelle risposte ai reclami non risolutive della problematica, almeno le modalità di attivazione del Servizio conciliazione e di eventuali altri organismi di risoluzione extragiudiziale delle controversie, ad accesso gratuito, ai quali si impegnano a partecipare. Per il settore idrico, tenuto conto della disciplina transitoria ancora vigente, il ricorso alla conciliazione per l'utente finale non è obbligatorio ai fini dell'accesso alla giustizia ordinaria.

Per gli utenti serviti dai gestori di minori dimensioni (si tratta per lo più di gestioni in forma autonoma da parte di Comuni di piccole o medie dimensioni), in alternativa al Servizio conciliazione, è stato possibile attivare lo Sportello per il consumatore energia e ambiente, mediante un reclamo scritto di seconda istanza. Il reclamo di seconda istanza costituisce anche l'unico strumento di tutela per la gestione delle controversie in tema di bonus sociale idrico.

Nell'anno 2022 i reclami di seconda istanza direttamente gestiti dallo Sportello sono stati 7.330 e, di questi, il 94%, pari a 6.913 reclami, ha riguardato il tema del bonus sociale idrico che, a partire dal 2021, viene riconosciuto automaticamente agli aventi diritto (si veda al riguardo più diffusamente il paragrafo "Iniziative a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico, gas e idrico"). Il processo per il riconoscimento del bonus sociale idrico ha richiesto maggiori approfondimenti e adempimenti, in particolare in materia di privacy; per tale ragione le tempistiche e le attività necessarie a definirne il processo hanno generato un maggiore numero di reclami, rivolti sia ai gestori che allo Sportello, allo scopo di segnalare i possibili ritardi nella procedura di riconoscimento dell'agevolazione. A seguito della progressiva abilitazione dei gestori a ricevere i flussi informativi da parte del SII, funzionale al riconoscimento del bonus in fattura, la gestione dei reclami degli utenti da parte dello Sportello si è diversificata: nei casi in cui il gestore risulti non abilitato, lo Sportello trasmette all'utente finale una comunicazione contenente puntuali informazioni sulla procedura di riconoscimento del bonus idrico; se il gestore è abilitato e il reclamo dell'utente è fondato, lo Sportello invia al gestore una specifica comunicazione

⁶ Primo incontro convocato entro 15 giorni solari (anziché 30) dalla presentazione della domanda completa, ma non prima di 5 giorni (anziché 10) dalla comunicazione alle parti di avvio della procedura; non è consentito il rinvio dell'incontro.

con cui richiede di erogare il bonus in fattura e informa di conseguenza l'utente finale ai fini della chiusura del caso (se, invece, il reclamo è infondato – nei casi, ad esempio, in cui il bonus risulti correttamente erogato in bolletta oppure la bolletta sia stata emessa in data antecedente all'applicazione dell'agevolazione –, lo Sportello comunica la chiusura del caso all'utente finale, fornendo le opportune informazioni sulla fattispecie in esame).

Oltre al tema bonus, i reclami hanno avuto a oggetto argomenti legati alla qualità del servizio e in particolare (Tav. 10.14): la fatturazione (156 reclami, pari al 2% del totale), la qualità tecnica (121 reclami, pari al 2%), la morosità (83 reclami, pari all'1%), la qualità contrattuale del servizio (21 reclami, pari allo 0,3%), gli allacciamenti (20 reclami, pari allo 0,3%) e, infine, le tariffe (16 reclami, pari allo 0,2%).

TAV. 10.14 Argomenti e sub-argomenti relativi ai reclami trasmessi allo Sportello per il settore idrico (2022)

ARGOMENTO/SUB-ARGOMENTO	TOTALE	VALORE (%) SU TOTALE (*)
BONUS	6.913	94%
Riconoscimento bonus idrico – ritardo procedura	6.027	87%
Mancata erogazione bonus in bolletta	366	5%
Requisiti – soglie ISEE	342	5%
Importo bonus ritenuto errato	68	1%
Domande in corso di verifica	12	0%
Domande respinte	11	0%
Altro	87	1%
FATTURAZIONE	156	2%
Conguagli	68	44%
Consumi	41	26%
Prescrizione	12	8%
Trasparenza bolletta	10	6%
Perdite occulte	8	5%
Rimborsi	8	5%
Periodicità	5	3%
Sisma	3	2%
Rateizzazione	1	1%
QUALITÀ TECNICA	121	2%
Interruzioni	60	50%
Perdite idriche	45	37%
Pressione	13	11%
Sicurezza	3	2%
MOROSITÀ	83	1%
QUALITÀ CONTRATTUALE DEL SERVIZIO	21	0,3%
Caratteristiche della fornitura	7	33%
Condizioni contrattuali	6	29%
Voltura	5	24%

(segue)

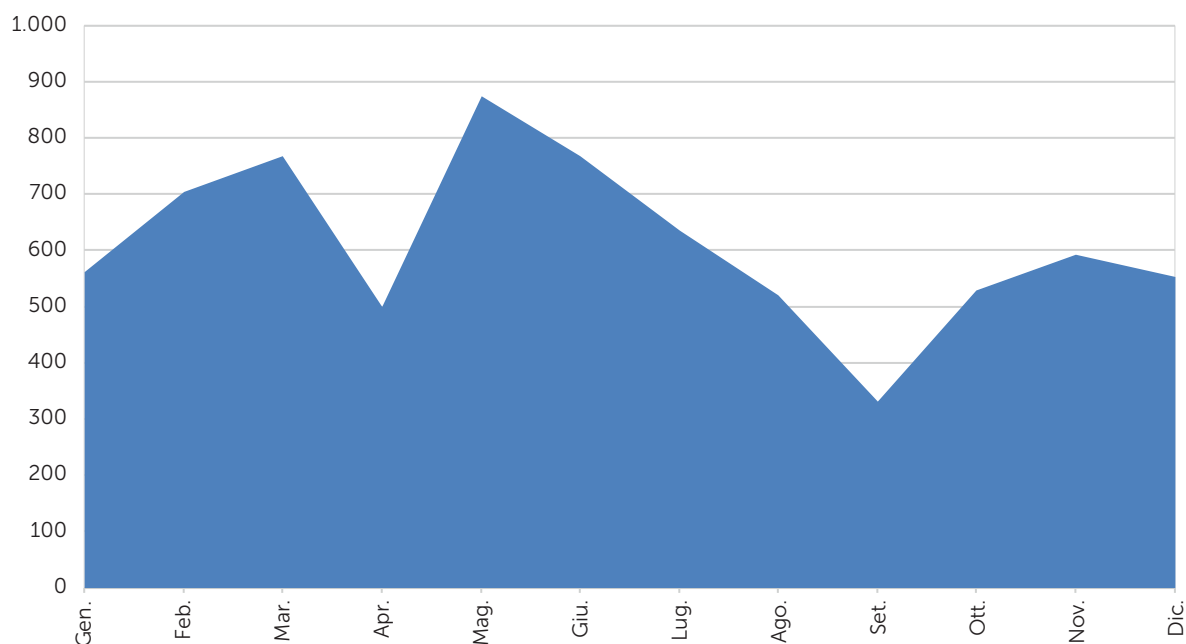
ARGOMENTO/SUB-ARGOMENTO	TOTALE	VALORE (%) SU TOTALE (*)
Cessazione	2	10%
Indennizzi automatici	1	5%
ALLACCIAMENTI/LAVORI	20	0,3%
Lavori semplici-complessi	14	70%
Attivazione fornitura	3	15%
Costi e preventivi	3	15%
TARIFFE	16	0,2%
Depurazione	7	44%
Tariffe applicate	6	38%
Applicazione TICS	3	19%
TOTALE	7.330	100%

(*) Valori percentuali dei macro-argomenti arrotondati per difetto.

Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Nella successiva figura 10.25 viene data evidenza del *trend*, su base mensile, dei reclami gestiti dallo Sportello nel 2022. Da evidenziare una diminuzione registrata nel mese di settembre, determinata dal disallineamento delle informazioni e dei dati trasmessi all'Autorità da Acquirente unico, presso il quale operano i servizi dello Sportello, causato da un attacco ai sistemi informatici del Gruppo GSE, di cui si è parlato all'inizio di questo Capitolo, che ha fortemente rallentato le attività di monitoraggio e gestione dei servizi stessi.

FIG. 10.25 Trend relativo ai reclami gestiti dallo Sportello nel settore idrico (2022)

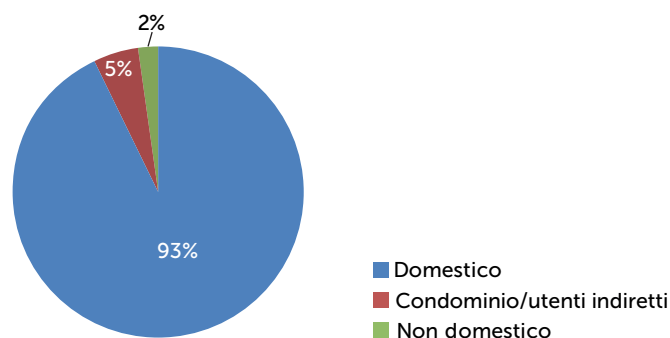


Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

I reclami hanno interessato, nel 93% dei casi, utenze domestiche (residenti e non residenti), nel 5% dei casi utenze condominiali e nel restante 2% dei casi utenze non domestiche (Fig. 10.26); le istanze scritte sono state trasmesse

prevalentemente tramite il portale dello Sportello (nel 51,7% dei casi), per il 45,4% via e-mail/PEC e le restanti tramite posta ordinaria e fax (2,9%).

FIG. 10.26 Focus sulla tipologia di utenti finali dei reclami (2022)



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Con riferimento ai reclami gestiti nel 2022 (Fig. 10.27), si segnala che il 95% è stato risolto attraverso la trattazione della controversia da parte dello Sportello, mentre il 4% è risultato in fase di definizione alla data del 31 dicembre 2022 (tra questi casi rientrano quelli in cui si era in attesa di risposta del gestore o di riscontro da parte dell'utente). Nel rimanente 1% dei casi, il gestore non ha fornito risposta entro i termini indicati dallo Sportello, il quale, dopo avere provveduto anche con solleciti, ha trasmesso una segnalazione all'Autorità per i seguiti di competenza.

FIG. 10.27 Esito dell'attività di gestione dei reclami del settore idrico da parte dello Sportello (2022)



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Come riportato più in dettaglio nel paragrafo "Sportello per il consumatore energia e ambiente: l'informazione ai clienti e utenti finali", sono 252 i reclami ricevuti dallo Sportello per i quali quest'ultimo ha provveduto a reindirizzare gli utenti al Servizio conciliazione, unico strumento disponibile *post* reclamo di primo livello in ragione dell'obbligo partecipativo alle procedure in capo ai gestori interessati. Ammontano invece a 2.139 le richieste di informazioni scritte trasmesse dagli utenti del settore idrico. Come i reclami scritti, anche le richieste di informazioni hanno interessato per lo più il tema del bonus idrico (44% del totale), seguito dalla fatturazione (28%) e dai contratti (16%). Nel 2022 sono risultate, infine, 37 le segnalazioni di utenti e associazioni su possibili disservizi o temi generali relativi al settore, mentre sono state 22 le istanze scritte che lo Sportello ha classificato come non di competenza dell'Autorità, poiché inerenti alla qualità della risorsa idrica o a temi di natura tributaria o fiscale.

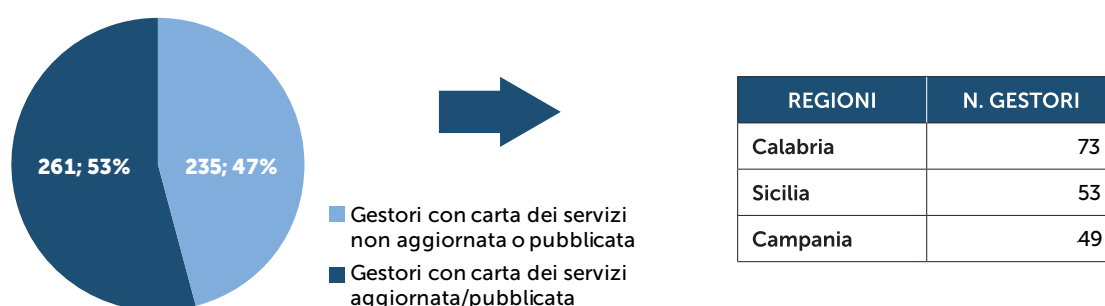
Nel corso del 2022, gli Uffici dell'Autorità hanno, inoltre, gestito direttamente oltre 70 comunicazioni scritte, ritenute meritevoli di particolari approfondimenti poiché relative a richieste di intervento collettive o a segnalazioni sulla mancata applicazione delle disposizioni regolatorie (per lo più in tema tariffario) da parte dei gestori. Al fine di fornire riscontri puntuali e tempestivi, l'Autorità è intervenuta inviando richieste di informazioni e trasmettendo ai gestori diffide al rispetto della regolazione, coinvolgendo, ove necessario, gli enti di governo dell'ambito territorialmente competenti.

Nei confronti dei gestori che non hanno fornito riscontro alle richieste di informazioni trasmesse dallo Sportello e alle diffide dell'Autorità, quest'ultima è intervenuta, come accennato a inizio capitolo, con l'adozione della delibera 12 aprile 2022, 169/2022/E/com, intimando, fra l'altro, a 75 gestori il rispetto dell'obbligo di risposta; nei confronti di tre gestori, rimasti inadempienti, con le determine 10 novembre 2022, 26/2022/idr, e 15 novembre 2022, 27/2022/idr, sono stati avviati i procedimenti sanzionatori.

A seguito dell'attività di monitoraggio dello Sportello, l'Autorità ha effettuato ulteriori verifiche e approfondimenti nei confronti di due gestori per possibili violazioni delle disposizioni in materia di qualità contrattuale del servizio idrico integrato, di bonus sociale idrico nonché di obblighi informativi in materia di reclami. Per un gestore l'attività istruttoria si è conclusa con l'adozione della delibera 2 novembre 2022, 536/2022/S/idr, di irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria; nell'altro caso l'attività istruttoria è in corso e sarà conclusa entro il primo semestre del 2023.

L'attività di monitoraggio ha interessato anche la pubblicazione, sui siti internet dei gestori, della Carta dei servizi, al fine di rilevarne l'aggiornamento con le più recenti disposizioni approvate dall'Autorità in materia di qualità contrattuale e tecnica del servizio. Le verifiche svolte hanno sinora interessato 496 gestori, destinatari delle istanze scritte trasmesse dagli utenti allo Sportello; è emerso che il 53% del totale, pari a 261 gestori, ha pubblicato sul proprio sito internet la Carta dei servizi aggiornata alle disposizioni dell'Autorità, mentre, nel restante 47% dei casi, pari a 235 gestori (prevalentemente piccoli Comuni che gestiscono direttamente il servizio idrico integrato nelle Regioni della Calabria, Sicilia e Campania), la Carta dei servizi non è stata aggiornata alle disposizioni regolatorie in tema di qualità del servizio.

FIG. 10.28 Focus sui gestori del settore idrico – Carta dei servizi (aggiornamento 2022)



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

I reclami nel settore del telecalore

A partire dal 1° luglio 2021, è stata data attuazione alla delibera 15 dicembre 2020, 537/2020/E/tlr, con la quale è stata estesa la disponibilità dei servizi di *contact center* dello Sportello per la gestione delle richieste di informa-

zioni, scritte e telefoniche, anche al settore del telecalore. Anche nel 2022, inoltre, per gli utenti finali di questo settore è stato possibile attivare, nei casi in cui la problematica insorta con l'operatore non fosse stata risolta mediante il reclamo di primo livello, una procedura di conciliazione dinanzi al Servizio conciliazione dell'Autorità, al quale gli operatori possono aderire volontariamente. Come per il settore idrico, anche per il settore del telecalore non è operativo, a oggi, l'obbligo del tentativo di conciliazione ai fini dell'accesso alla giustizia ordinaria.

Nel 2022, come anche riportato nel paragrafo "Sportello per il consumatore energia e ambiente: l'informazione ai clienti e utenti finali", sono state 174 le comunicazioni scritte inviate dagli utenti, che l'Autorità ha provveduto a trasferire allo Sportello per consentirne la corretta gestione. Di queste, 149 sono state classificate come richieste di informazioni sulla regolazione applicabile al caso di specie e sugli strumenti di tutela *post* reclamo, 25 sono state classificate quali reclami tempestivamente reindirizzati al Servizio conciliazione. Delle 149 richieste di informazioni, il 96% ha riguardato la trasparenza del servizio e, in particolare, i sub-argomenti della fatturazione (39%) e delle tariffe applicate dagli esercenti nel calcolo degli importi relativi ai consumi (39%).

I reclami nel settore dei rifiuti

Nel 2022, lo Sportello ha proseguito l'attività di monitoraggio delle richieste di informazioni, dei reclami e delle segnalazioni degli utenti del settore dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati, pervenuti all'Autorità. Tale attività è stata avviata nel 2018, in un'ottica di flessibilità e gradualità, tenuto conto delle specificità del settore e della recente regolazione, anche al fine di individuare e tipizzare le problematiche/controversie degli utenti, per meglio strutturare gli strumenti di secondo livello più idonei, coerentemente con quanto già regolamentato dall'Autorità per i settori energetici e per il settore idrico.

Le comunicazioni scritte trasmesse dagli utenti sono state 212; di queste, 109 sono state classificate come reclami, 98 come richieste di informazioni (di cui 23 con oggetto il tema bonus TARI) e 5 come segnalazioni.

I reclami hanno interessato, in particolare, le tariffe applicate dai gestori (56%) e la qualità del servizio (39%). Con riferimento al tema della qualità del servizio, si segnala che, a partire dal 1° gennaio 2023, opererà il Testo unico per la regolazione della qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani (TQRIF), approvato dall'Autorità con la delibera 18 gennaio 2022, 15/2022/R/rif, con il quale sono stati definiti, tra l'altro, standard minimi e generali in materia di attivazione, variazione e cessazione del servizio nonché per la gestione dei reclami e delle richieste di informazioni scritte degli utenti.

Iniziative a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico, gas e idrico

Il 2022 è stato il secondo anno di attuazione del nuovo regime di riconoscimento automatico dei bonus sociali elettrico, gas e idrico per disagio economico, introdotto dal decreto legge 26 ottobre 2019, n. 124, convertito con modificazioni dalla legge 19 dicembre 2019, n. 157 (decreto legge n. 124/2019).

L'anno è stato caratterizzato da numerosi provvedimenti del Governo che hanno inciso sulla quantificazione del bonus e sulla platea dei percettori.

In particolare, dal 1° ottobre 2021, una serie di previsioni legislative⁷ ha disposto il rafforzamento del bonus sociale elettrico e gas su base trimestrale. Il rafforzamento è stato finanziato con fondi del bilancio dello Stato trasferiti alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA). L'Autorità ha dato attuazione alle richiamate disposizioni introducendo, con le delibere 30 dicembre 2021, 635/2021/R/com, 30 marzo 2022, 141/2022/R/com, 30 giugno 2022, 295/2022/R/com, 29 settembre 2022, 462/2022/R/com, e 29 dicembre 2022, 735/2022/R/com, una componente compensativa integrativa (di seguito: CCI), aggiuntiva al bonus "ordinario" e aggiornata ogni trimestre in occasione delle delibere di aggiornamento periodico degli oneri generali di sistema. Come previsto dalle disposizioni di legge, per ciascuno dei profili di riferimento previsti dall'allegato A alla delibera 23 febbraio 2021, 63/2021/R/com, le CCI sono state dimensionate con l'obiettivo di minimizzare gli incrementi previsti della spesa dei clienti beneficiari delle agevolazioni corrispondenti, per consumi, ai suddetti profili, di cui alla tavola 10.16.

Inoltre, sempre nell'ottica di rafforzare le misure a favore dei clienti in disagio economico, con il decreto legge 21 marzo 2022, n. 21, convertito in legge 20 maggio 2022, n. 51, il Governo ha adottato misure urgenti per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina prevedendo, in particolare, di innalzare, per il periodo 1° aprile-31 dicembre 2022, la soglia ISEE per poter accedere al bonus sociale elettrico e gas a 12.000 euro. Al fine di garantire l'effettiva e tempestiva messa a disposizione da parte dell'INPS al gestore del SII delle informazioni e dei dati necessari per il riconoscimento automatico dei bonus ai nuovi nuclei familiari ISEE aventi diritto, l'Autorità è intervenuta con la delibera 26 aprile 2022, 188/2022/R/com, definendo in via preliminare le modalità tecniche con cui doveva avvenire tale scambio informativo tra i due soggetti e, in particolare: introducendo una nuova classe di agevolazione denominata classe d), corrispondente ai nuclei familiari aventi un ISEE compreso tra 8.265 e 12.000 euro e non appartenenti a una delle classi già previste (famiglie numerose, con più di tre figli a carico o percettori di Rdc/Pdc), e disponendo la trasmissione da parte dell'INPS al SII dei dati necessari al riconoscimento dell'agevolazione ai nuovi nuclei familiari potenziali aventi diritto.

Tali disposizioni tecniche preliminari sono state successivamente integrate con la delibera 31 maggio 2022, 245/2022/R/com, alla luce di quanto previsto dal decreto legge 17 maggio 2022, n. 50. Con la delibera 2 agosto 2022, 380/2022/R/com, l'Autorità ha quindi definito le modalità applicative per l'erogazione dei bonus sociali elettrico e gas ai nuovi aventi diritto, tenuto conto del predetto decreto legge n. 50/2022. In particolare, il provvedimento ha disposto che, per i nuovi beneficiari, la data di inizio del periodo di agevolazione fosse il 1° aprile 2022 (in presenza di fornitura attiva e di tipo domestico) e che il termine fosse il 31 dicembre dello stesso anno. Per i clienti finali già percettori di bonus sociale, invece, l'erogazione dell'agevolazione è stata effettuata in continuità. Tenuto anche conto della data di adozione del provvedimento (agosto 2022), si è disposto che gli operatori effettuassero i necessari conguagli a tutti i clienti a cui veniva riconosciuto il bonus in forza del nuovo dispositivo. La delibera 29 novembre 2022, 619/2022/R/com, ha disposto l'avvio del procedimento per la revisione delle modalità di determinazione dell'ammontare del bonus elettrico e gas per disagio economico e la revisione urgente, in via straordinaria, della componente di compensazione integrativa (CCI) dei bonus sociali gas applicabile dal 1° dicembre 2022.

⁷ Per il quarto trimestre 2021: art. 3, comma 1, del decreto legge 27 settembre 2021, n. 130; per il primo trimestre 2022: art. 1, comma 508, della legge 30 dicembre 2021, n. 234; per il secondo trimestre 2022: art. 2 del decreto legge 1° marzo 2022, n. 17; per il terzo trimestre 2022: art. 3 del decreto legge 30 giugno 2022, n. 80 e art. 1 del decreto legge 17 maggio 2022, n. 50; per il quarto trimestre 2022: art. 1 del decreto legge 9 agosto 2022, n. 115.

La revisione si è resa necessaria, da un lato, a seguito dell'intervento in via d'urgenza, con la delibera 29 luglio 2022, 374/2022/R/gas, sulle modalità di determinazione della componente a copertura dei costi di approvvigionamento C_{MEM} (di seguito: componente C_{MEM}) del servizio di tutela⁸; dall'altro lato, per prevedere la possibilità di apportare eventuali semplificazioni nell'articolazione dei profili di consumo utilizzando al meglio l'integrazione con il SII, in base a informazioni sui consumi che non erano disponibili precedentemente.

In particolare, sulla base dei dati resi disponibili dal SII in relazione ai consumi effettivi di titolari di bonus, è risultato che, in particolare nel settore del gas, i consumi medi destagionalizzati dei clienti titolari di bonus gas sono sensibilmente inferiori, per i profili con uso di riscaldamento, ai consumi "standard" associati a tali profili. Anche nel settore elettrico si sono riscontrate differenze tra i consumi effettivi medi dei clienti titolari di bonus elettrico e i consumi standard dei profili relativi al bonus elettrico, ma con differenze di minore entità rispetto al settore del gas; in entrambi i settori i consumi medi dei clienti domestici (indipendentemente dalla titolarità o meno del bonus) risultano diminuiti per effetto degli interventi di promozione dell'efficienza energetica e a parità di distribuzione regionale non risultano particolari scostamenti nei consumi medi tra i clienti titolari di bonus e i clienti non titolari di bonus.

Con il documento per la consultazione 29 novembre 2022, 646/2022/R/com, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti in merito alla revisione urgente delle modalità e della frequenza di determinazione degli ammontari dei bonus sociali per l'energia elettrica e il gas a partire da gennaio 2023. La revisione è stata proposta al fine di assicurare l'utilizzo ottimale delle risorse messe a disposizione dal bilancio dello Stato per il "rafforzamento" dei bonus sociali, salvaguardando a un tempo la semplicità e la tempestività applicativa. In particolare, nel documento l'Autorità ha illustrato i seguenti orientamenti:

- la revisione della frequenza di determinazione degli ammontari dei bonus sociali gas, sia bonus "base" che componente integrativa CCI, in relazione alle nuove modalità di determinazione del prezzo di tutela gas assunto come riferimento per il settore del gas;
- l'aggiornamento dei consumi di riferimento dei diversi "profili" utilizzati per il dimensionamento dei bonus sociali, in relazione alla disponibilità dei dati sui consumi medi effettivi dei titolari di tali bonus resi disponibili dal Sistema informativo integrato (SII);
- la revisione delle modalità di determinazione del bonus "base" stabilite dall'art. 13 dell'allegato A alla delibera 63/2021/R/com e successivamente sospese a seguito del rafforzamento del bonus sociale disposto a partire dal quarto trimestre 2021.

Con la delibera 735/2022/R/com si è intervenuti con urgenza sul meccanismo ordinario di erogazione dei bonus sociali, al fine di assicurare l'effettivo beneficio previsto, per i clienti finali domestici dell'energia elettrica e del gas titolari di bonus sociale, per l'intero primo trimestre 2023, differenziato in base al livello del parametro ISEE, nel rispetto di quanto previsto dall'art. 1, comma 18, della legge 29 dicembre 2022, n. 197.

Si è proceduto a rideterminare i consumi di riferimento utilizzati per la determinazione degli ammontari "pro die" sulla base dei dati medi, per ciascun profilo, resi disponibili dal SII e richiamati nel documento per la consultazione 646/2022/R/eel, al fine di utilizzare nel miglior modo le risorse messe a disposizione dal bilancio dello

⁸ Con il citato provvedimento l'Autorità ha previsto, a decorrere dal 1° ottobre 2022, che la suddetta componente C_{MEM} sia definita pari alla media mensile del prezzo del PSV *day ahead* rilevato da ICISHeren e che sia pubblicata sul sito internet dell'Autorità entro il secondo giorno lavorativo del mese successivo a quello di riferimento; in tale modo, viene superata la metodologia di quantificazione sulla base delle quotazioni trimestrali OTC relative al trimestre t-esimo del gas, presso l'*hub* TTF, rilevate con riferimento al secondo mese solare antecedente il trimestre oggetto di aggiornamento, passando da una determinazione trimestrale definita prima dell'inizio di ciascun trimestre a una determinazione mensile definita alla fine di ciascun mese di un trimestre.

Stato, adottando gradualità in tale rideterminazione, per tenere conto delle osservazioni delle associazioni dei consumatori. In particolare, è stato rinviato a un successivo intervento il completamento del percorso di rideterminazione dei consumi di riferimento.

È stata rinviata la modifica delle modalità di determinazione dei "bonus base" di cui all'art. 13 dell'allegato A alla delibera 63/2021/R/com e si è proceduto alla quantificazione di tali bonus "base" rispetto ai nuovi livelli di consumo di riferimento adottati per i diversi profili, tenuto conto che le modalità di determinazione delle CCI assicurano, comunque, la protezione richiesta dalle disposizioni sul rafforzamento dei bonus sociali.

Con la medesima delibera, in ragione dell'elevata volatilità dei prezzi gas all'ingrosso, l'Autorità si è riservata interventi di modifica per le CCI dei bonus gas anche nel corso del trimestre, come indicato nel documento per la consultazione 646/2022/R/eel, nel caso di significative variazioni tra le quotazioni *forward* disponibili al momento della determinazione delle CCI e gli andamenti effettivi dei prezzi del gas all'ingrosso.

Per quanto riguarda il bonus sociale idrico, tenuto conto dello stato degli adempimenti in materia di privacy propedeutici al processo di riconoscimento dell'agevolazione agli aventi diritto, con la delibera 15 marzo 2022, 106/2022/R/com, l'Autorità ha approvato una disciplina semplificata disponendo il riconoscimento del bonus di competenza dell'anno 2021 a tutti i nuclei familiari risultati beneficiari di bonus sociale elettrico per disagio economico nel medesimo anno, considerando in tal modo come automaticamente verificato, da parte del Gestore del SII, il cosiddetto "vincolo di unicità" dell'agevolazione. La delibera ha previsto che la corresponsione del bonus avvenisse entro quattro mesi dal ricevimento dei flussi da parte del SII e che il gestore idrico, in assenza di tutte le informazioni e dei dati necessari all'individuazione della numerosità della famiglia anagrafica, potesse erogare il bonus sulla base della numerosità cosiddetta standard del nucleo agevolabile (ossia, considerando un'utenza domestica residente tipo di tre componenti). In aggiunta, il provvedimento ha disposto che il gestore potesse erogare l'agevolazione a favore delle utenze dirette anche mediante contributo *una tantum*, al fine di evitare la sovrapposizione in bolletta con ratei di bonus sociale relativi al 2022.

Alla fine del 2022, perdurando le criticità relative all'attivazione della procedura ordinaria di erogazione del bonus, e tenuto conto delle tempistiche di applicazione della delibera 106/2022/R/com, risultate differenziate tra i diversi gestori idrici, con la delibera 6 dicembre 2022, 651/2022/R/com, l'Autorità ha introdotto una disciplina semplificata anche per il riconoscimento del bonus sociale idrico di competenza dell'anno 2022, per tutti i gestori del servizio idrico integrato che alla data di pubblicazione del provvedimento (6 dicembre 2022) non avessero ancora ricevuto dal Gestore del SII i dati relativi alle DSU di competenza delle annualità 2021 e 2022.

In continuità con le previsioni della delibera 106/2022/R/com, la delibera 651/2022/R/com ha disposto che il bonus sociale idrico di competenza delle annualità 2021 e 2022 fosse riconosciuto a tutti i nuclei familiari risultati beneficiari di bonus sociale elettrico nel medesimo anno, a eccezione (con riferimento all'anno 2022) dei nuclei beneficiari di bonus sociale elettrico appartenenti alla classe di agevolazione d), ossia i nuclei con ISEE compreso tra 8.265 e 12.000 euro. Come per l'annualità 2021, l'estensione della disciplina semplificata anche per il 2022 ha avuto l'obiettivo di semplificare le attività in capo ai gestori, considerando automaticamente verificato il vincolo di unicità dell'agevolazione anche con riferimento all'anno 2022. Anche in relazione alle modalità e ai tempi di erogazione, il meccanismo di semplificazione previsto con la delibera 651/2022/R/com ha riproposto le misure già adottate con la precedente delibera 106/2021/R/com, fatto salvo quanto disposto in tema di quantificazione

del bonus. In particolare, in considerazione dell'entrata in vigore, dal 1° gennaio 2022, del criterio *pro capite* introdotto con la delibera 28 settembre 2017, 665/2017/R/idr, per la definizione della quota variabile del servizio di acquedotto, il provvedimento ha disposto che il bonus sociale idrico sia riconosciuto in base al numero effettivo dei componenti della famiglia anagrafica. Nello specifico, la delibera ha previsto che, nel caso in cui le attività funzionali all'individuazione della famiglia anagrafica non consentano al gestore idrico di corrispondere il bonus nel rispetto delle tempistiche previste (entro il primo giorno del quarto mese successivo a quello di trasmissione dei flussi da parte del Gestore del SII), il medesimo gestore sia tenuto a calcolare il bonus sulla base della numerosità cosiddetta standard del nucleo agevolabile (ossia considerando un'utenza domestica residente tipo di tre componenti) e che, entro e non oltre tre mesi dalla data della prima erogazione, l'agevolazione sia ricalcolata in funzione del numero effettivo dei componenti della famiglia anagrafica.

Anche per le forniture servite da reti di distribuzione non interconnesse, l'Autorità è intervenuta al fine di consentire di concludere in tempi ragionevolmente contenuti i procedimenti di riconoscimento automatico del bonus, introducendo una disciplina semplificata rispetto a quanto stabilito dall'allegato E alla delibera 63/2021/R/com. In particolare, con la delibera 8 novembre 2022, 554/2022/R/com, è stata introdotta una procedura che consente l'erogazione del bonus di competenza degli anni 2021 e 2022, tramite fattura o tramite la corresponsione di un contributo *una tantum*, entro due mesi dalla data in cui i gestori di rete non interconnessa, nel rispetto della normativa sulla protezione dei dati personali applicabile, ricevono i dati utili dal Gestore del SII. Nell'ambito della procedura semplificata, sono i gestori di rete a dovere effettuare la verifica del vincolo di unicità, per assicurare la corresponsione di un unico bonus per nucleo familiare e per anno di competenza.

Ammontare del bonus elettrico e gas per disagio economico

L'evoluzione, nel corso del 2022, degli importi del bonus elettrico per disagio economico nei diversi trimestri del 2022 è illustrata nella tavola 10.15, che riporta i valori del bonus "ordinario" e "integrativo" dal primo trimestre 2022⁹.

TAV. 10.15 Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico, calcolati in €/trimestre per punto di prelievo (2022)

€/TRIMESTRE PER PUNTO DI PRELIEVO	I TRIMESTRE 2022 (1)	II TRIMESTRE 2022 (2)	III TRIMESTRE 2022 (3)	IV TRIMESTRE 2022 (4)
NUMEROSITÀ FAMILIARE	BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)	BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)	BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)	BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)
1-2 componenti	165,60	141,05	142,60	264,10
3-4 componenti	200,70	170,01	172,04	321,42
Oltre 4 componenti	235,80	199,29	201,48	378,57

(1) Delibera 635/2021/R/com.

(2) Delibera 141/2022/R/com.

(3) Delibera 295/2022/R/com.

(4) Delibera 462/2022/R/com.

Fonte: ARERA.

⁹ Con la delibera 635/2021/R/com, è stato lasciato invariato il valore di bonus "ordinario" definito per l'anno 2021, in via straordinaria rispetto alle modalità di aggiornamento previste dall'art. 13 dell'allegato A alla delibera 63/2021/R/com, e si è intervenuti per ammortizzare gli aumenti di spesa, analogamente al IV trimestre 2021, tramite componenti compensative integrative (CCI), al fine di compensare le variazioni di spesa trimestrali.

Analogamente, l'evoluzione degli importi del bonus gas per disagio economico nei diversi trimestri del 2022 è illustrata nella tavola 10.16, che riporta i valori del bonus "ordinario" e "integrativo" dal primo trimestre 2022¹⁰.

TAV. 10.16 Ammontare del bonus gas per i clienti in stato di disagio economico, calcolati in €/trimestre per punto di riconsegna (2022)

AMMONTARE DELLA COMPENSAZIONE PER I CLIENTI DOMESTICI (€/TRIMESTRE PER PUNTO DI RICONSEGNA)		I trimestre 2022 (1)					II trimestre 2022 (2)					III trimestre 2022 (3)					IV trimestre 2022 (4)				
		Zona climatica (z)					Zona climatica (z)					Zona climatica (z)					Zona climatica (z)				
		A/B	C	D	E	F	A/B	C	D	E	F	A/B	C	D	E	F	A/B	C	D	E	F
<i>Famiglie fino a 4 componenti (j = 1)</i>																					
U = AC	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	28,21	28,21	28,21	28,21	28,21	12,88	12,88	12,88	12,88	12,88	126,04	126,04	126,04	126,04	126,04
U = R	Riscaldamento	143,10	210,60	315,90	431,10	508,50	9,10	13,65	20,02	26,39	70,07	9,20	13,80	20,24	26,68	34,96	150,88	334,88	584,20	945,76	1.309,16
U = ACR	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura + Riscaldamento	205,20	272,70	378,00	493,20	571,50	19,11	28,21	44,59	50,05	99,19	16,56	21,16	27,60	34,04	43,24	276,92	460,92	710,24	1.071,80	1.436,12
<i>Famiglie oltre a 4 componenti (j = 2)</i>																					
U = AC	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura	112,50	112,50	112,50	112,50	112,50	49,14	49,14	49,14	49,14	49,14	22,08	22,08	22,08	22,08	22,08	237,36	237,36	237,36	237,36	237,36
U = R	Riscaldamento	192,60	290,70	440,10	602,10	704,70	11,83	19,11	27,30	36,40	98,28	11,96	19,32	27,60	36,80	50,60	204,24	460,92	821,56	1.318,36	1.822,52
U = ACR	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura + Riscaldamento	304,20	402,30	552,60	714,60	816,30	36,40	50,05	71,89	81,09	146,51	23,00	30,36	39,56	48,76	61,64	440,68	697,36	1.058,92	1.555,72	2.058,96

(1) Delibera 635/2021/R/com.

(2) Delibera 141/2022/R/com.

(3) Delibera 295/2022/R/com.

(4) Delibera 462/2022/R/com.

Fonte: ARERA.

Evoluzione del numero di beneficiari di bonus elettrico e gas per disagio economico

Per effetto dell'introduzione del nuovo regime di riconoscimento automatico agli aventi diritto, nonché degli interventi governativi di innalzamento della soglia ISEE di accesso all'agevolazione intervenuti nell'ultimo anno, il numero complessivo di beneficiari di bonus sociali per disagio economico è significativamente aumentato rispetto agli anni precedenti, come evidenziato nella tavola 10.17.

¹⁰ V. nota precedente.

TAV. 10.17 Clienti titolari di bonus elettrico e gas per disagio economico (2017-2022)

	REGIME DI ACCESSO "A DOMANDA" DEL NUCLEO FAMILIARE INTERESSATO			
	BONUS ELETTRICO		BONUS GAS	TOTALE BONUS EROGATI
	DISAGIO ECONOMICO	SOGGETTI TITOLARI DI CARTA ACQUISTI	DISAGIO ECONOMICO	
2018	771.566	23.589	519.375	1.314.530
2019	829.209	8.389	558.514	1.396.112
2020	805.303	8.551	543.963	1.357.817
<i>Regime di riconoscimento automatico (decreto legge n. 124/2019 e delibere attuative ARERA)</i>				
2021	2.487.599	(*)	1.537.884	4.025.483
2022 (**)	3.766.105	(*)	2.441.158	6.207.263
Variazione % 2022/2021	51,4%		58,7%	54,2%

(*) Nei beneficiari di bonus elettrico per disagio economico sono ricompresi i beneficiari della Carta acquisti (legge 4 dicembre 2008, n. 190) che, sin dalla prima introduzione della norma, hanno avuto accesso all'agevolazione automaticamente, tramite lo scambio di informazioni tra il Sistema informativo di gestione della Carta acquisti (SICA-INPS) e il sistema SGAt. Tali beneficiari sono oggi ricompresi nel nuovo regime automatico di riconoscimento dei bonus per disagio economico.

(**) Nel 2022 i bonus complessivi sono relativi alle classi di agevolazione a), b), c), e d) (quest'ultima temporaneamente in vigore fino al 31 dicembre 2022).

Fonte: SII.

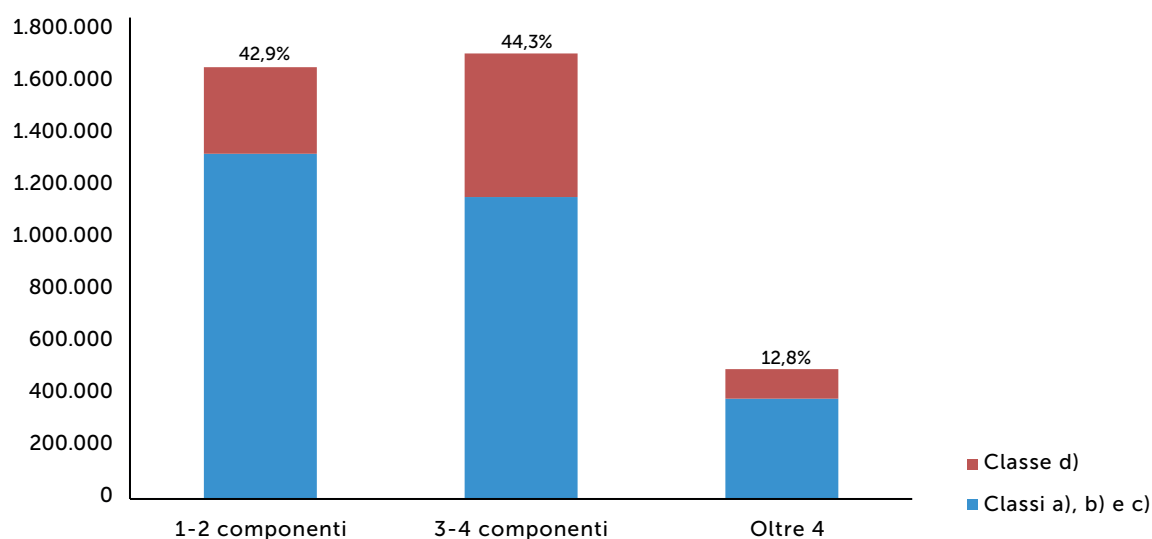
Le verifiche completate dal SII hanno portato al riconoscimento di 3.766.105 bonus elettrici e 2.441.158 bonus gas a clienti diretti, ossia titolari di forniture individuali di gas naturale.

Sono 2.795.708 i bonus elettrici relativi alle classi a), b) e c), e 970.397 quelli relativi alla classe d). La platea dei percettori del bonus elettrico è aumentata complessivamente, rispetto all'anno precedente, del 51,4%.

L'importo stimato corrispondente ai bonus riconosciuti è pari a circa 1.313 milioni di euro per i bonus elettrici e a circa 849 milioni di euro per i bonus gas diretti¹¹.

11 Importo annuo corrispondente ai bonus riconosciuti per l'anno di competenza 2022 in base al numero di bonus attivati per le diverse tipologie di bonus. I bonus hanno un periodo di agevolazione di 12 mesi, la cui decorrenza dipende dalla data di presentazione e di attestazione della DSU. La data di effettiva erogazione per i bonus riconosciuti a forniture dirette dipende dal ciclo di fatturazione. L'effettivo importo erogato viene rendicontato dai competenti operatori al SII su base bimestrale, entro 60 giorni dalla fine di ciascun bimestre.

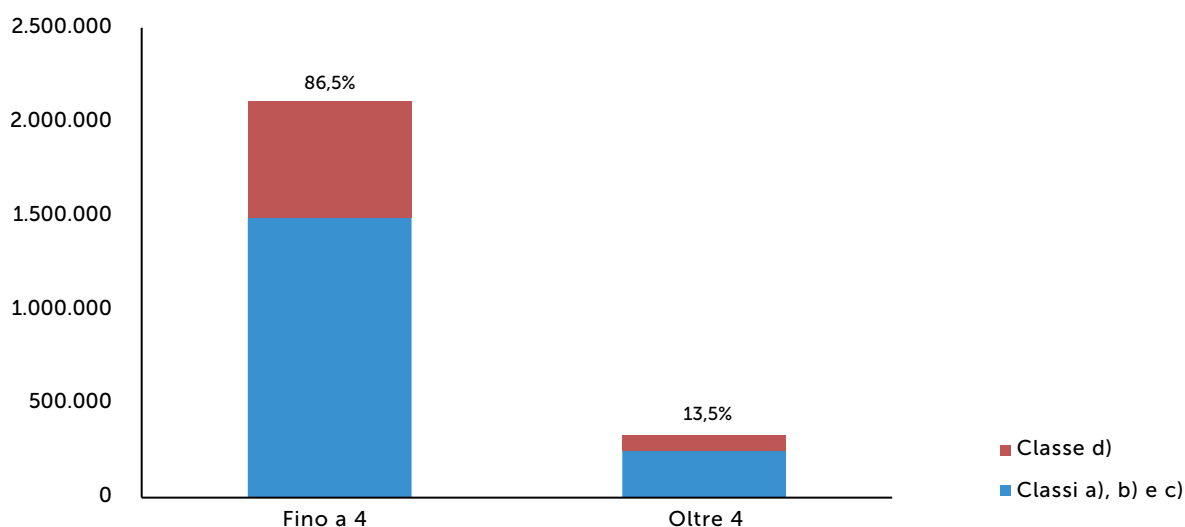
FIG. 10.29 Ripartizione percentuale per numero di componenti dei nuclei familiari beneficiari di bonus elettrico per disagio economico (gennaio-dicembre 2022)



Fonte: elaborazioni su dati SII.

Sono 1.741.243 i bonus gas relativi alle classi a), b) e c), e 699.915 quelli relativi alla classe d). La platea dei percettori del bonus elettrico è aumentata complessivamente, rispetto all'anno precedente, del 58,7%.

FIG. 10.30 Ripartizione percentuale per numero di componenti dei nuclei familiari beneficiari di bonus gas per disagio economico (gennaio-dicembre 2022)



Fonte: elaborazioni su dati SII.

Per l'anno 2022 le caratteristiche dei nuclei familiari beneficiari che impattano sul valore dei bonus sono sostanzialmente quelle dei nuclei beneficiari dell'anno precedente, in termini di numerosità, sempre confermata da una netta prevalenza dei nuclei fino a 4 componenti, sia per l'elettrico che per il gas, e, per il bonus gas, in termini di zona climatica di localizzazione della fornitura (con una prevalenza delle fasce climatiche e) e d), nelle quali è localizzato il 71,78% delle forniture dirette che hanno beneficiato dell'agevolazione).

Per quanto attiene al tipo di utilizzo del gas, i bonus riconosciuti sono relativi a forniture dirette per acqua calda sanitaria, cottura cibi e riscaldamento nel 57,1% dei casi (erano il 54,6% nel 2021), a forniture per soli usi di acqua calda sanitaria e cottura cibi nel 42,8% dei casi (erano 45,39% nel 2021) e marginalmente a forniture per solo riscaldamento (0,01%)¹².

Sono state inviate da Acquirente unico circa 3,7 milioni di comunicazioni di cui alla determina 24 gennaio 2022, 2/2022 – DACU, la maggioranza delle quali (oltre 2 milioni) a nuclei che, in base alle verifiche effettuate dal SII, non sono risultati titolari di alcuna fornitura diretta di gas naturale (la quota rimanente riguarda, invece, nuclei familiari che sono risultati titolari di una fornitura diretta di gas naturale per soli usi di acqua calda sanitaria e/o cottura cibi e che, dunque, qualora fossero stati serviti anche da una fornitura condominiale di gas per riscaldamento, avrebbero avuto diritto anche al bonus gas per riscaldamento).

Solo il 2% circa dei destinatari di tali comunicazioni ha dichiarato di usufruire di una fornitura di gas centralizzata per riscaldamento, dichiarando il relativo PDR e le ulteriori informazioni richieste, funzionali alle successive verifiche di ammissibilità da parte del SII previste dalla delibera 63/2021/R/com. Tenuto conto dell'esperienza maturata nei primi due anni di applicazione del meccanismo di riconoscimento automatico del bonus gas per forniture centralizzate, sono attualmente in corso approfondimenti per l'eventuale revisione della procedura per la verifica della sussistenza dei requisiti di ammissibilità all'agevolazione.

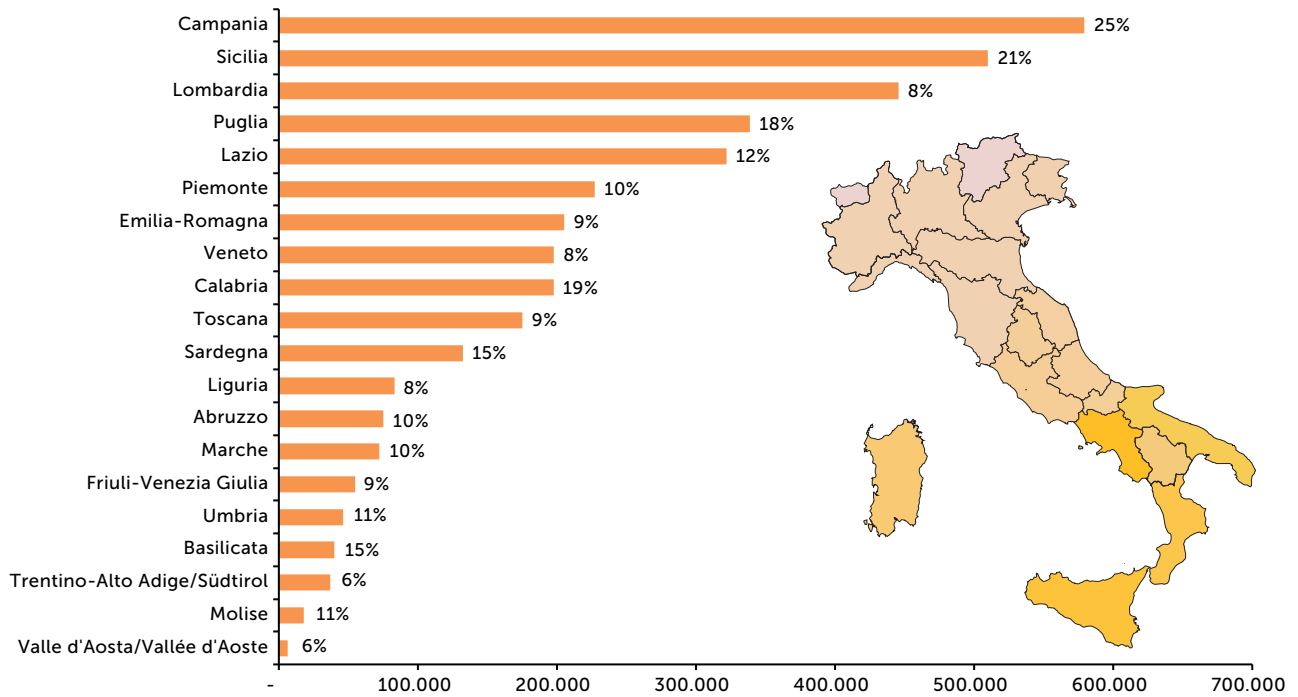
Nella gran parte dei casi, sulla base delle verifiche effettuate dal SII, i nuclei familiari in condizioni di disagio economico che non hanno beneficiato delle agevolazioni non sono risultati titolari di alcuna fornitura diretta attiva/sospesa per morosità (98,2% nell'elettrico e 99,5% nel gas).

In un numero molto limitato di casi (1,8% per l'elettrico e 0,5% per il gas) il mancato riconoscimento del bonus è connesso all'individuazione di forniture dirette attive afferenti al nucleo familiare interessato che, tuttavia, non presentano gli ulteriori requisiti di ammissibilità previsti dalla normativa e dalla regolazione.

Le due figure 10.31 e 10.32 mostrano la distribuzione regionale dei bonus elettrici e dei bonus gas diretti per disagio economico riconosciuti per l'anno 2022 e la percentuale rispetto ai POD/PDR totali domestici della singola regione.

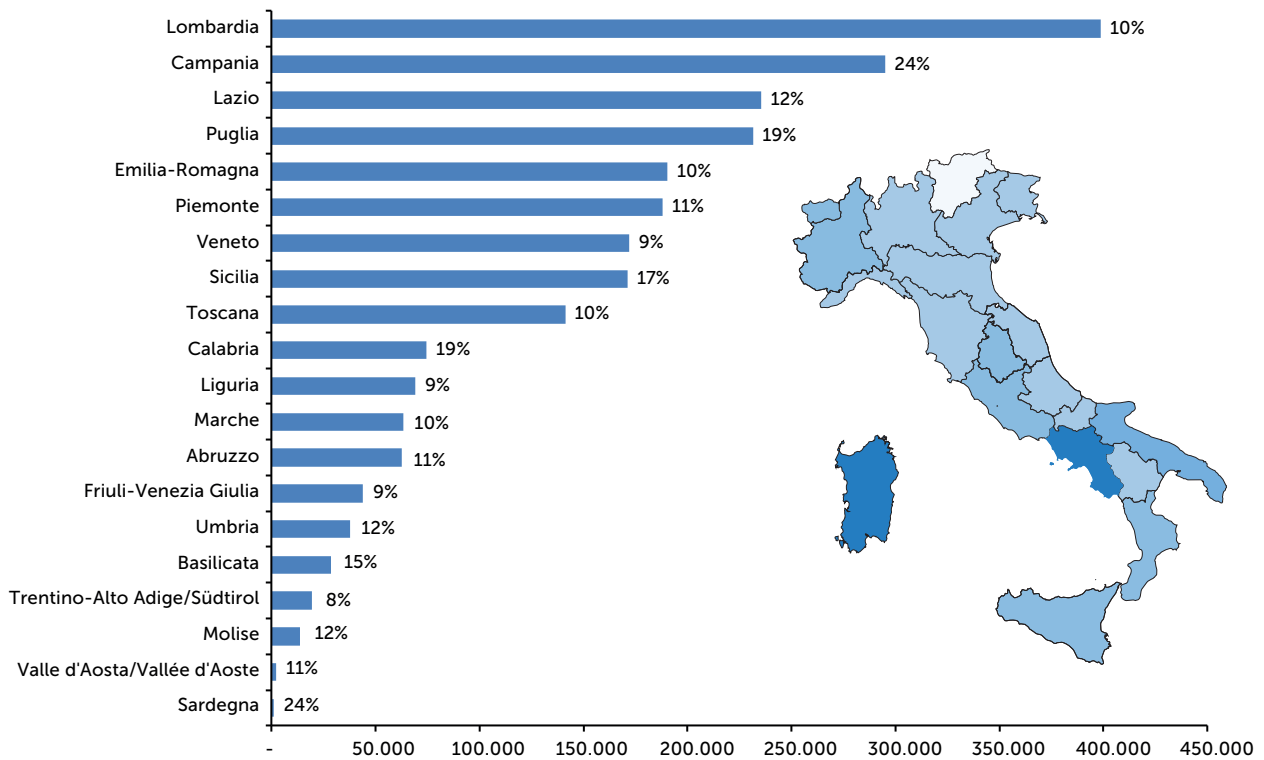
12 Il confronto con gli anni precedenti è basato sui bonus riconosciuti a forniture dirette. Il processo per il riconoscimento per il bonus gas ai clienti che usufruiscono di una fornitura condominiale centralizzata, previsto dalla delibera 63/2021/R/com e basato sulle dichiarazioni rese dai nuclei familiari interessati, offre ai clienti un tempo più lungo per l'incasso del bonifico rispetto alle procedure *ante* automatismo e la rendicontazione dipende dagli effettivi incassi.

FIG. 10.31 Distribuzione dei bonus elettrici per disagio economico a livello regionale e percentuale rispetto ai POD totali domestici della regione (2022)



Fonte: SII.

FIG. 10.32 Distribuzione dei bonus gas a livello regionale e percentuale rispetto ai PDR totali domestici della regione (2022)



Fonte: SII.

Complessivamente, è stato erogato un numero maggiore di bonus elettrici e gas nelle regioni del Sud (33,17% e 28,93%) rispetto alle altre macro-aree del Paese (Tav. 10.18). La percentuale minima di bonus gas si riscontra nelle isole, aree meno metanizzate.

TAV. 10.18 Ripartizione percentuale dei nuclei familiari beneficiari di bonus elettrico e gas per disagio economico per area geografica^(A) (2022)

	NORD-OVEST	NORD-EST	CENTRO	SUD	ISOLE
Elettrico^(B) % su totale bonus erogati	20,26%	13,15%	16,36%	33,17%	17,06%
Bonus gas % su totale bonus gas erogati	26,97%	17,44%	19,59%	28,93%	7,06%

(A) Il Nord-Ovest comprende: Liguria, Lombardia, Piemonte e Valle d'Aosta; il Nord-Est: Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Trentino-Alto Adige, Veneto; il Centro: Lazio, Marche, Toscana e Umbria; il Sud: Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Molise, Puglia; le Isole: Sardegna e Sicilia.

(B) Escluso il bonus per disagio fisico, che incide per circa l'1,7% sul totale dei bonus elettrici in erogazione.

Fonte: elaborazione su dati SII.

Il bonus per disagio fisico

Il bonus elettrico per disagio fisico è una misura volta a ridurre la spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica dai nuclei familiari in cui è presente un componente che utilizza apparecchiature elettriche per il mantenimento in vita. Poiché l'accesso al bonus elettrico per disagio fisico non rientra nell'ambito di applicazione dell'art. 57-bis, comma 5, del decreto legge n. 124/2019, per usufruirne occorre presentare apposita domanda, accompagnata dal certificato della ASL competente che attesti la necessità di utilizzare le apparecchiature elettromedicali per supporto vitale, e che indichi il tipo di apparecchiatura utilizzata e le ore di utilizzo giornaliero. L'agevolazione è articolata in tre fasce di consumo, in funzione del tipo di/delle apparecchiatura/e utilizzata/e, dei consumi medi orari di ciascuna tipologia di apparecchiatura/e e delle ore medie di utilizzo giornaliero. Sulla base degli elementi, certificati dalla ASL, il cliente viene assegnato a una delle fasce di compensazione previste. Le tre fasce sono ulteriormente differenziate per tenere conto della potenza impegnata.

Al 31 dicembre 2022 i nuclei familiari con bonus attivo per disagio fisico erano 52.176, in netto aumento rispetto all'anno precedente (Tav. 10.19).

TAV. 10.19 Clienti titolari di bonus elettrico per disagio fisico (anni 2017-2022)

	BONUS PER DISAGIO FISICO
2017	32.643
2018	35.903
2019	41.068
2020	41.046
2021	41.967
2022	52.176
Variazione % 2021/2022	24,33%

Fonte: SGAt.

Con la delibera 22 giugno 2021, 257/2021/R/com, l'Autorità ha definito l'ammontare del bonus da applicare ai clienti in condizioni di disagio fisico introducendo due ulteriori livelli di potenza della fornitura (pari a 3,5 kW e a

4 kW), in affiancamento ai precedenti 3 kW e 4,5 kW già in vigore, e ne ha previsto l'applicazione per tutti i beneficiari dal 1° gennaio 2022.

La tavola 10.20 confronta la distribuzione per fasce dei beneficiari di bonus per disagio fisico registrata nell'anno 2022 con quella registrata nell'anno precedente; nel 2022 per effetto dell'applicazione delle nuove fasce di potenza alle forniture risultano in netto aumento i percettori della fascia con 3,5 kW di potenza e in diminuzione quelli della fascia da 4,5 kW di potenza.

TAV. 10.20 Ripartizione percentuale per fasce dei bonus per disagio fisico (2021 e 2022)

	2021			2022		
	FASCIA MINIMA	FASCIA MEDIA	FASCIA MASSIMA	FASCIA MINIMA	FASCIA MEDIA	FASCIA MASSIMA
	Fino a 600 kWh/anno	Compreso tra 600 e 1.200 kWh/anno	Oltre 1.200 kWh/anno	Fino a 600 kWh/anno	Compreso tra 600 e 1.200 kWh/anno	Oltre 1.200 kWh/anno
Fino a 3 kW	58,45%	18,59%	12,46%	57,48%	18,72%	12,15%
Da 3,5 kW	0,00%	0,00%	0,00%	6,49%	2,63%	2,29%
Da 4 kW	0,00%	0,01%	0,00%	0,01%	0,01%	0,01%
Da 4,5 kW	5,99%	2,33%	2,16%	0,11%	0,06%	0,03%

Fonte: SGAtc.

La tavola 10.21 indica il valore economico del bonus per disagio fisico per l'anno 2022, componente ordinaria e componente integrativa ("CCI") introdotta a partire dalla delibera 28 settembre 2021, 396/2021/R/com, di cui si è detto *supra*.

TAV. 10.21 Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio fisico (anno 2022)

EXTRA CONSUMO RISPETTO A UTENTE TIPO (2.700/KWh/ANNO)		I TRIMESTRE 2022 (1)	II TRIMESTRE 2022 (2)	III TRIMESTRE 2022 (3)	IV TRIMESTRE 2022 (4)
€/TRIMESTRE PER PUNTO DI PRELIEVO		BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)	BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)	BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)	BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)
FASCIA MINIMA fino a 600 kWh/anno	fino a 3 kW	90,00	83,72	84,64	117,76
	3,5 kW	99,90	93,73	94,76	127,88
	4,0 kW	102,60	96,46	97,52	130,64
	da 4,5 kW in su	152,10	146,51	148,12	181,24
FASCIA MEDIA tra 600 e 1.200 kWh/anno	fino a 3 kW	153,90	140,14	141,68	207,92
	3,5 kW	160,20	146,51	148,12	214,36
	4,0 kW	162,90	149,24	150,88	217,12
	da 4,5 kW in su	215,10	202,02	204,24	270,48

(segue)

EXTRA CONSUMO RISPETTO A UTENTE TIPO (2.700/kWh/ANNO)		I TRIMESTRE 2022 (1)	II TRIMESTRE 2022 (2)	III TRIMESTRE 2022 (3)	IV TRIMESTRE 2022 (4)
€/TRIMESTRE PER PUNTO DI PRELIEVO		BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)	BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)	BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)	BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)
FASCIA MASSIMA oltre 1.200 kWh/anno	fino a 3 kW	222,30	202,02	204,24	303,60
	3,5 kW	225,00	204,75	207,00	306,36
	4,0 kW	228,60	208,39	210,68	310,04
	da 4,5 kW in su	277,20	257,53	260,36	359,72

(1) Delibera 635/2021/R/com.

(2) Delibera 141/2022/R/com.

(3) Delibera 295/2022/R/com.

(4) Delibera 462/2022/R/com.

Fonte: AREGA.

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 nel Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (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. Tra gli argomenti che nel 2022 sono stati oggetto di iniziative di approfondimento e confronto, oltre ai tradizionali incontri per la presentazione dei provvedimenti di aggiornamento delle condizioni economiche in regime di tutela per i clienti domestici, rientrano la normativa in materia di autoconsumo e comunità energetiche, con focus sul quadro degli interventi regolatori programmati dall'Autorità per l'attuazione della normativa primaria, e la definizione delle disposizioni regolatorie in materia di rimozione del servizio di tutela del gas naturale e di condizioni di fornitura per i clienti vulnerabili.

Le associazioni dei consumatori domestici e non domestici fanno, inoltre, parte dell'Osservatorio permanente della regolazione energetica, idrica e del teleriscaldamento, istituito dall'Autorità con la delibera 5 marzo 2015, 83/2015/A, che svolge la propria attività sia attraverso le riunioni del Forum plenario, al quale partecipano tutti i

componenti, sia attraverso gli incontri di cinque Gruppi di lavoro che esaminano temi e problematiche settoriali (energia, gas, idrico, teleriscaldamento, efficienza energetica).

Progetti finanziati mediante il Fondo sanzioni

Nel corso del 2022 è proseguita la realizzazione delle attività a vantaggio dei consumatori di energia elettrica, gas e del servizio idrico integrato, finanziate mediante le risorse del Fondo sanzioni, alimentato con i proventi delle sanzioni irrogate dall'Autorità¹³.

Tali risorse hanno garantito, anche per il 2022, in via prioritaria, la copertura dei costi sostenuti per la realizzazione e la gestione del Portale Offerte da parte di Acquirente unico, come stabilito dalla legge concorrenza 2017¹⁴. In attuazione di quanto previsto dalla delibera 7 luglio 2020, 257/2020/E/com, la copertura dei costi del Portale è avvenuta in base ai provvedimenti con i quali l'Autorità ha determinato i costi riconosciuti in acconto e approvati a consuntivo, e i relativi conguagli, per le diverse attività di Acquirente unico sottoposte alla regolazione dell'Autorità o svolte in avalimento¹⁵.

I progetti a vantaggio dei consumatori attuati nel corso del 2022, oggetto di precedenti proposte dell'Autorità approvate a suo tempo dal Ministro dello sviluppo economico, hanno riguardato:

- il sostegno alle procedure di conciliazione ADR (progetto PDR), svolte presso il Servizio conciliazione dell'Autorità o presso organismi ADR iscritti nell'Elenco istituito con la delibera 17 dicembre 2015, 620/2015/E/com, che offrono procedure gratuite per i consumatori. Tra tali soggetti rientrano gli organismi ADR paritetici, previsti da appositi Protocolli di intesa stipulati tra associazioni di consumatori e imprese o associazioni di imprese, disciplinati dal Codice del consumo. Il progetto, che ha coperto il triennio 2020-2022 in continuità con analoghi progetti giunti a scadenza alla fine del 2019, ha comportato l'erogazione di contributi forfetari in relazione all'attività di rappresentanza del consumatore svolta dalle associazioni di consumatori iscritte nell'elenco previsto dall'art. 137 del Codice del consumo, per le procedure ADR svolte in conformità alle previsioni del relativo regolamento di conciliazione e concluse con il perfezionamento e la sottoscrizione in data certa di un verbale di accordo. Nel corso dell'anno 2022, nell'ambito del progetto PDR, sono state ammesse al contributo 4.085 procedure conciliative concluse con accordi transattivi tra le parti, delle quali 3.588 svolte presso il Servizio conciliazione e le restanti 497 svolte presso organismi ADR paritetici;
- l'attivazione, per il triennio 2020-2022, di una rete di sportelli territoriali qualificati delle associazioni dei consumatori iscritte nell'elenco previsto dall'art. 137 del Codice del consumo (progetto PQS). Il progetto, in continuità con l'analogo progetto giunto a scadenza alla fine del 2019, promuove l'operatività di una rete di punti di contatto (sportelli territoriali) delle associazioni di consumatori in grado di fornire ai clienti domestici informazione e assistenza qualificata sui servizi elettrico, gas e idrico, e comporta la copertura dei costi operativi del servizio fornito e delle attività di comunicazione destinate a promuovere la conoscenza e l'accesso dei consumatori ai servizi. Per il progetto in corso è stata prevista l'attivazione di 35 sportelli territoriali (a fronte

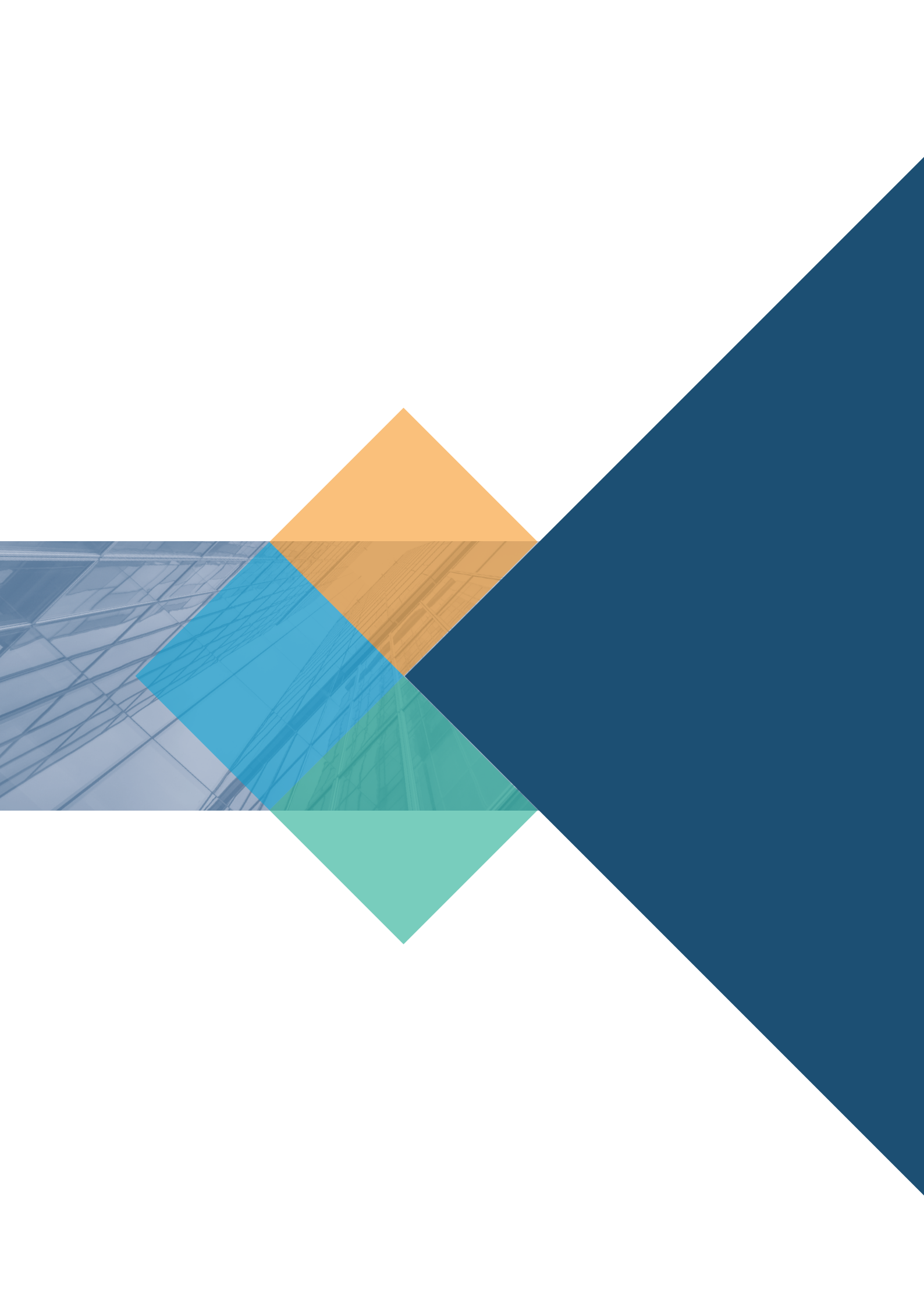
¹³ Ai sensi dell'art. 11-bis del decreto legge 14 marzo 2005, n. 35, convertito, con modificazioni, dalla legge 14 maggio 2005, n. 80, come successivamente modificato e integrato, l'ammontare riveniente dal pagamento delle sanzioni irrogate dall'Autorità è destinato a un fondo per il finanziamento di progetti a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas e del servizio idrico integrato, approvati dal Ministro delle imprese e del made in Italy su proposta dell'Autorità stessa.

¹⁴ Legge 4 agosto 2017, n. 124, art. 1, comma 64.

¹⁵ Delibera 26 aprile 2022, 180/2022/A; delibera 24 maggio 2022, 226/2022/A.

dei 30 sportelli operativi nel triennio precedente). Nel corso del 2022, gli sportelli hanno registrato complessivamente oltre 31mila contatti con i consumatori, che hanno dato luogo all'avvio di oltre 6.700 specifiche iniziative nei confronti di soggetti esercenti il servizio (richieste di informazioni, reclami, procedure di conciliazione).

Nel corso del 2022, l'Autorità ha inoltre formulato al Ministro delle imprese e del made in Italy, con la delibera 25 ottobre 2021, 523/2022/E/com, nuove proposte per progetti a vantaggio dei consumatori, finalizzate ad assicurare per il triennio 2023-2025 la prosecuzione delle linee di attività interessate dai due progetti PDR e PQS sopra richiamati, giunti a scadenza il 31 dicembre 2022. Le proposte formulate dall'Autorità sono state approvate dal Ministro con decreto del 28 dicembre 2022.



CAPITOLO

11



**VIGILANZA, SANZIONI
E CONTENZIOSO**

INTERSETTORIALE

Indagini, vigilanza e controllo

Attività di vigilanza e controllo dell'Autorità

L'Autorità effettua controlli sui comportamenti degli operatori tenuti al rispetto delle disposizioni regolatorie individuando di volta in volta il perimetro di intervento, attraverso la definizione di un programma di attività annuale o deliberando specifiche campagne di vigilanza a fronte di segnalazioni o di evidenze in possesso degli Uffici. Per questo tipo di attività, l'Autorità si avvale di diversi strumenti, quali indagini conoscitive, sopralluoghi ispettivi e controlli documentali.

Anche nel 2022, come ormai da molti anni, l'Autorità ha svolto le proprie attività di controllo con la collaborazione della 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. Attraverso il Nucleo speciale beni e servizi, la Guardia di Finanza fornisce un contributo essenziale alle attività di controllo dell'Autorità, in termini sia di risorse, sia di competenze. Nel 2022 è stato, inoltre, siglato il Protocollo d'intesa relativo ai rapporti di collaborazione tra l'Autorità e l'Arma dei Carabinieri (si veda in merito il Capitolo 2 del presente Volume). In questa prima fase di attuazione del Protocollo sono stati effettuati incontri con scambio di informazioni tra le due istituzioni, in particolare con il Comando Tutela ambientale e transizione ecologica dell'Arma.

Qualora dalle attività di controllo emergano casi di non conformità alle disposizioni regolatorie, l'Autorità adotta i conseguenti provvedimenti a carattere prescrittivo e/o sanzionatorio nei confronti degli operatori. Gli esiti di tali attività rilevano anche ai fini dell'eventuale revisione delle discipline regolatorie, in un processo volto al continuo miglioramento delle norme che si fonda sull'esperienza acquisita nella loro applicazione.

Relativamente all'anno 2022, l'attività di vigilanza ha visto lo svolgimento sia di attività ispettive, sia di attività di controllo documentale che hanno consentito di esaminare l'operato di una vasta platea di soggetti e nuovi ambiti di attività.

Più in dettaglio, l'attività di controllo è stata svolta, nel 2022, attraverso:

- controlli documentali, in particolare relativi al controllo dei costi da riconoscere in tariffa, al rispetto della regolazione da parte delle imprese di vendita al dettaglio di energia elettrica e gas, alla verifica delle disposizioni relative alle procedure di *fuel mix disclosure* (quest'ultima in avalimento del GSE), nonché alla corretta contribuzione, da parte delle imprese regolate, degli oneri di funzionamento dell'Autorità;
- verifiche ispettive *in loco*, riguardanti temi prioritari come la continuità e la sicurezza del servizio, la tutela dei consumatori, il corretto funzionamento dei mercati e il controllo degli incentivi erogati e delle voci di costo riconosciute o da riconoscere in tariffa.

Alla fine del 2022, con la delibera 6 dicembre 2022, 652/2022/E/com, si è registrata anche la prima applicazione delle penalità a carico di 16 esercenti la vendita finale di elettricità e di gas che non hanno trasmesso all'Autorità i prezzi medi praticati nel primo semestre 2022.

Si tratta, appunto, della prima applicazione della delibera 592/2021/R/com, adottata il 21 dicembre 2021, che ha introdotto una procedura al termine della quale, qualora si riscontrino inadempimenti agli obblighi di comunicazione semestrale dei prezzi medi di energia elettrica e gas da parte dei venditori a ciò obbligati dalla delibera 29 marzo 2018, 168/2018/R/com, vengono applicate penalità commisurate alla dimensione dell'impresa in termini di clienti serviti. Ciò in ragione del fatto che queste mancate comunicazioni generano oneri amministrativi e distorsioni informative che, oltre a ostacolare l'esercizio delle funzioni dell'Autorità o a portare alla pubblicazione di dati non corretti da parte dell'Autorità stessa (sia pure nella responsabilità delle imprese), nuocciono alla trasparenza nei due settori, ricadono negativamente sui consumatori e sugli altri operatori e pregiudicano, pertanto, il regolare funzionamento del sistema. La conoscenza delle dinamiche dei prezzi, inoltre, ha assunto negli ultimi anni una particolare rilevanza, visto il periodo caratterizzato, da un lato, dalla transizione di significative categorie e quote di clienti finali dai regimi di tutela al mercato libero e, dall'altro, dal verificarsi di un'eccezionale crisi sui prezzi delle materie prime internazionali che inevitabilmente si riflette sui clienti finali.

Indagini, ricognizioni e controlli documentali

Si tratta di attività di controllo svolte sulla base dell'analisi e approfondimento di specifici ambiti, o con l'esame di dati, informazioni e documenti, utilizzati anche nel confronto con altre fonti relative allo stesso fenomeno. Anche per queste attività, che possono essere propedeutiche ad attività ispettive, l'Autorità si avvale della collaborazione della Guardia di Finanza.

Verifiche nei confronti di imprese di vendita ai clienti finali di energia elettrica o di energia elettrica e gas naturale nel mercato libero in materia di adempimenti connessi allo svolgimento di tali attività

Nel 2022 sono stati completati i controlli documentali previsti dalla delibera 22 giugno 2021, 258/2021/E/com, nei confronti di 30 venditori di energia elettrica o di energia elettrica e gas nel mercato libero, sul rispetto dei principali adempimenti regolatori connessi allo svolgimento di tali attività.

I controlli hanno avuto a oggetto, tra l'altro, gli obblighi di pubblicazione sul Portale Offerte delle offerte PLACET, la trasparenza dei documenti di fatturazione, la gestione dei reclami, la pubblicazione dei dati relativi alla composizione media delle fonti di energia utilizzate per la produzione dell'energia elettrica venduta (*fuel mix disclosure*) e le agevolazioni tariffarie concesse ai soggetti energivori.

Dopo avere acquisito i dati e le informazioni trasmesse dagli operatori, ed esaminando i dati ricavabili da fonti aperte (Portale Offerte, elenchi periodici delle imprese a forte consumo di energia pubblicati da CSEA, Anagrafica operatori e varie raccolte dati di ARERA, accesso ai siti internet delle imprese di vendita, ecc.) e tramite richieste inviate al GSE, sono state rilevate criticità per numerosi soggetti coinvolti, in particolare in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione e in materia di *fuel mix*.

Nel mese di marzo 2022 è stata inviata alle imprese una comunicazione formale degli Uffici e in esito a tale comunicazione e dopo ulteriori solleciti le imprese hanno superato le criticità, fornendo documentazione di

riscontro. Nei confronti di una società che risultava non pienamente conforme è stata disposta l'effettuazione di una verifica ispettiva (si veda *infra*).

Nell'ambito dell'obiettivo strategico OS.3 "Tutelare e promuovere la trasparenza e la correttezza nei rapporti clienti finali-venditori e gestori-utenti, e in particolare ... la verifica ... della corrispondenza delle comunicazioni in materia di *fuel mix* in bolletta con i relativi dati forniti dal GSE", con la delibera 28 giugno 2022, 275/2022/E/eel, è stato avviato, in avalimento del GSE, un ampio programma di verifiche documentali che ha interessato oltre 400 operatori nel settore della vendita di energia elettrica, identificati in base a un esame preliminare della loro conformità ad alcuni adempimenti disposti alla regolazione. Le attività di verifica sono tuttora in corso.

Verifiche e controlli documentali sui dati fiscali dichiarati dalle imprese a forte consumo di energia elettrica (energivori)

Nel corso del 2022 sono terminati i controlli, approvati con la delibera 16 giugno 2020, 216/2020/E/eel, sui dati dichiarati dalle imprese energivore a CSEA (Cassa per i servizi energetici e ambientali), per l'ottenimento, per gli anni 2019 e 2020, delle agevolazioni previste dal decreto del Ministero dello sviluppo economico 21 dicembre 2017; le suddette agevolazioni constano di una partita economica rilevante il cui onere ricade (attraverso l'elemento A_{ESOS} della componente tariffaria A_{SOS}) su tutti gli altri clienti, inclusi i clienti domestici. I controlli, effettuati con la collaborazione del Nucleo speciale beni e servizi della Guardia di Finanza, hanno interessato anche le imprese in classe FAT.x (classe di agevolazione basata sul rapporto fra il costo dell'energia elettrica e il fatturato), che beneficiano di uno sconto della componente A_{SOS} in bolletta, a differenza di quelli effettuati in precedenza ai sensi della delibera 16 aprile 2019, 143/2019/E/eel, per le agevolazioni dell'anno 2018, che avevano interessato soltanto le imprese energivore ricadenti in classe VAL.x (classe di agevolazione basata sul rapporto fra il costo dell'energia elettrica e il valore aggiunto lordo) e beneficiarie dell'agevolazione data dall'azzeramento della componente A_{SOS} in bolletta (a fronte del versamento a CSEA di una contribuzione agli oneri generali di sistema in proporzione al valore medio dal VAL sui tre anni di riferimento per il calcolo dell'agevolazione). Al termine dei controlli è risultato che nessuna delle 500 imprese in classe FAT.x controllate ha commesso errori significativi nella dichiarazione dei dati, mentre, delle 250 imprese in classe VAL.x controllate, circa il 9% (22 imprese) ha goduto indebitamente di agevolazioni per gli anni 2019 e/o 2020, in via di recupero attraverso la rettifica dei dati da parte di CSEA.

Controlli documentali in materia di separazione contabile e di investimenti dichiarati su un campione di imprese di distribuzione elettrica e di distribuzione e trasporto del gas naturale per gli anni 2018-2021

Con la delibera 22 novembre 2022, 599/2022/E/com, sono state avviate verifiche documentali in materia di separazione contabile e di investimenti dichiarati, nei confronti di un campione di imprese regolate esercenti le attività di distribuzione elettrica e di distribuzione e trasporto del gas naturale per gli anni 2018-2021. Il termine per la conclusione dei controlli è il 31 marzo 2024.

La materia è disciplinata dal Testo integrato sugli obblighi di separazione contabile (TIUC), allegato A alla delibera 24 marzo 2016, 137/2016/R/com. I soggetti regolati sono tenuti alla compilazione e alla trasmissione all'Autori-

tà dei conti annuali separati (CAS), redatti sulla base delle specifiche tecniche recate dal manuale di contabilità regolatoria.

Con riferimento alle dichiarazioni presentate all'Autorità ai fini tariffari (raccolte RAB, *Regulatory Asset Base*) le imprese comunicano all'Autorità tutte le informazioni necessarie per la definizione degli ammortamenti e della remunerazione del capitale investito netto, compresi gli incrementi patrimoniali, le dismissioni, i contributi a fondo perduto in conto impianti pubblici o privati, il valore dei lavori in corso, ecc.

I criteri di riconoscimento dei costi ai fini tariffari sono orientati a promuovere l'efficienza e la sicurezza delle infrastrutture e sono altresì comprensivi, a seconda dei casi, di previsioni specifiche, per tenere conto di incentivazioni spettanti a particolari attività o di necessità contingenti derivanti da variazioni sistemiche o eventi eccezionali.

I controlli previsti dalla suddetta delibera 599/2022/E/com hanno l'obiettivo di verificare i criteri di separazione contabile seguiti dalle imprese nella redazione dei CAS, il valore e la riconoscibilità degli investimenti risultanti dalla riconciliazione tra i dati RAB e i dati patrimoniali dichiarati ai fini della separazione contabile, i criteri di valorizzazione delle transazioni all'interno dei gruppi societari e ogni altro elemento utile a stabilire la correttezza delle informazioni trasmesse all'Autorità. Sarà inoltre verificato che gli investimenti effettuati, valutando a campione la documentazione relativa alle modalità di progetto, di assegnazione e di collaudo, risultino compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e siano realizzati secondo criteri di economicità.

La delibera prevede che, in esito ai controlli documentali e con successivo provvedimento, possano essere eventualmente disposte verifiche ispettive, in collaborazione con il Nucleo speciale beni e servizi della Guardia di Finanza nei confronti dei soggetti interessati alle attività di controllo documentali, per i quali dovessero essere condotti approfondimenti.

Controlli documentali per l'accertamento della corretta contribuzione degli operatori regolati agli oneri di funzionamento dell'Autorità

Nel corso del 2022 sono state pressoché completate, in collaborazione con il Nucleo speciale beni e servizi della Guardia di Finanza, le attività di controllo relative al versamento dovuto per l'anno 2018, che, nel solco di quanto fatto con riferimento agli anni di versamento precedenti, hanno comportato 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 l'incrocio tra i soggetti iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità e 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.

Verifiche ispettive

La tabella di dettaglio (Tav. 11.1) evidenzia l'ampio spettro degli ambiti di controllo per i quali sono stati effettuati sopralluoghi ispettivi. Nel 2022, le ispezioni sono tornate ad aumentare di numero rispetto all'anno precedente, dopo le diminuzioni causate dagli effetti della pandemia sulla programmazione delle attività di *enforcement*.

Attraverso le verifiche con sopralluogo è stato mantenuto l'obiettivo di un adeguato presidio di controllo sulla qualità del servizio, in considerazione della rilevanza del tema per i clienti finali (continuità elettrica, pronto intervento gas, controlli sugli incentivi alla sicurezza gas). Sono state inoltre effettuate attività ispettive in nuovi campi d'indagine (oneri generali di sistema non incassati dai distributori elettrici, *switching* elettrico), oltre a quelle svolte in ambiti consolidati (tariffe di distribuzione e misura gas).

Con la delibera 31 maggio 2022, 231/2022/R/com, si è concluso il procedimento, avviato con la delibera 14 dicembre 2021, 571/2021/R/com, trasversale ai diversi settori e servizi, di aggiornamento delle modalità di verifica dei dati di qualità commerciale dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica e del gas naturale e dei dati di qualità contrattuale del servizio idrico integrato. In particolare, al fine di incrementare l'efficacia dei controlli e ridurre i costi, si è stabilito di applicare il metodo statistico, il cui utilizzo era previsto per stimare, con procedura cosiddetta "semplificata", il numero effettivo di prestazioni di qualità commerciale/contrattuale non valide o non conformi in esito a un primo controllo su base campionaria, anche per la determinazione degli esiti di un ulteriore controllo (che può essere richiesto dagli operatori nel caso in cui essi rifiutino gli esiti del primo controllo). Inoltre, come richiesto dagli operatori, sono stati forniti elementi di dettaglio sul dimensionamento dei campioni da utilizzare, tanto per il primo controllo quanto per quello ulteriore, e sui criteri per la loro estrazione e selezione.

TAV. 11.1 Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2018-2022 – Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo

ARGOMENTO	2018	2019	2020	2021	2022
Tutela dei consumatori	9	6	1	1	4
Tariffe e <i>unbundling</i>	2	11	-	-	2
Qualità del servizio	76	89	36	16	17
Mercati all'ingrosso e <i>retail</i>	7	1	5	2	2
Connessione degli impianti di produzione	5	3	3	-	-
Impianti incentivati	2	-	-	-	-
Tariffe e tutela dei consumatori nel servizio idrico integrato	7	9	5	-	-
TOTALE	108	119	50	19	25
<i>Di cui in collaborazione con:</i>					
Guardia di Finanza – Nucleo speciale beni e servizi	106	119	50	19	25
Stazione sperimentale per i combustibili	51	64	27	-	-
Cassa per i servizi energetici e ambientali	7	-	-	-	-
Gestore dei servizi energetici	2	-	-	-	-

Fonte: ARERA.

TAV. 11.2 Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2018-2022 – Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo

ARGOMENTO	2018	2019	2020	2021	2022
Tutela dei consumatori					
Bolletta 2.0	4	-	-	-	-
Impegni ripristinatori	2	2	-	-	-
Fatturazione a clienti finali di energia elettrica e di gas e altri adempimenti connessi alla vendita	-	4	1	-	1
Agevolazioni negli oneri generali di sistema per le imprese a forte consumo di energia elettrica	3	-	-	-	--
Costi sostenuti da Sogin per il DN-PT	-	-	-	1	-
Crediti non incassati da distributori elettrici per oneri generali di sistema	-	-	-	-	2
Effettiva cessazione di violazioni già oggetto di provvedimenti sanzionatori	-	-	-	-	1
Tariffe e unbundling					
Unbundling funzionale della vendita di energia elettrica	-	9	-	-	-
Investimenti dichiarati per la distribuzione elettrica	2	2	-	-	-
Tariffe di distribuzione e misura del gas	-	-	-	-	2
Qualità del servizio					
Continuità del servizio elettrico	10	6	-	-	3
Qualità del trasporto elettrico	1	1	1	1	-
Qualità del gas (grado di odorizzazione, potere calorifico e pressione)	51	64	27	-	-
Incentivi della sicurezza gas	2	5	3	8	4
Sicurezza del servizio gas	2	-	-	-	-
Servizio di pronto intervento gas	10 + CT ^(A)	13 + CT ^(A)	5 + CT ^(A)	7 + CT ^(A)	10 + CT ^(A)
 Mercati all'ingrosso e retail					
Settlement gas	-	1	3	2	
Compensazione economica della morosità per prelievi fraudolenti nel regime di maggior tutela	2	-	-	-	
Sistema informativo integrato	5	-	2	-	
Switching elettrico					1
Volumi di servizio erogati nel settore elettrico					1
Connessione degli impianti di produzione					
Adeguamento degli impianti di produzione di energia elettrica connessi in MT	5	3	3	-	
Impianti incentivati					
Impianti di produzione di energia elettrica assimilati, rinnovabili e cogenerativi	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	7	9	5	-	
TOTALE	108	119	50	19	25

(A) CT = controlli telefonici (in numero di 50 all'anno, su cui vedi *infra*).

Fonte: ARERA.

Verifica ispettiva nei confronti di un venditore in materia di adempimenti connessi alla vendita ai clienti finali di energia elettrica e gas

Nel mese di dicembre 2022 è stata effettuata una verifica ispettiva ai sensi della delibera 15 novembre 2022, 567/2022/E/com, nei confronti di un venditore in materia di adempimenti connessi con le attività di vendita al dettaglio di energia elettrica e gas naturale.

L'esigenza della verifica ha origine negli esiti delle verifiche documentali di cui alla delibera 258/2021/E/com, svolte nei confronti di 30 imprese di vendita di energia elettrica o di energia elettrica e gas naturale ai clienti finali del mercato libero, in materia di adempimenti connessi allo svolgimento di tali attività (si veda sopra il paragrafo "Verifiche nei confronti di imprese di vendita ai clienti finali di energia elettrica o di energia elettrica e gas naturale nel mercato libero in materia di adempimenti connessi allo svolgimento di tali attività"). I controlli hanno evidenziato la presenza, per una media impresa di vendita di energia elettrica e gas naturale, di alcune criticità riferibili a vari ambiti:

- la trasparenza della fatturazione ai sensi della Bolletta 2.0 (allegato A alla delibera 16 ottobre 2014, 501/2014/R/com);
- la gestione dei reclami scritti ai sensi del TIQV (allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com);
- il riconoscimento delle agevolazioni alle imprese energivore previste dal decreto del Ministero dello sviluppo economico 21 dicembre 2017, e come stabilito ai sensi della delibera dell'Autorità 28 dicembre 2017, 921/2017/R/eel.

Inoltre, nell'ambito di un'attività di *enforcement* svolta in materia di riconoscimento ai distributori degli oneri altrimenti non recuperabili per il mancato incasso degli oneri generali del sistema elettrico non incassati, in applicazione del meccanismo introdotto dalla delibera 1° febbraio 2018, 50/2018/R/eel, sono emerse criticità nei confronti della medesima impresa.

Gli esiti della verifica ispettiva sono in fase di valutazione (Tav. 11.3).

TAV. 11.3 *Verifica ispettiva nei confronti di un venditore in materia di adempimenti connessi alla vendita ai clienti finali di energia elettrica e gas (dicembre 2022)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una media impresa di vendita di energia elettrica e gas naturale.	Verifica della corretta applicazione degli obblighi in materia di: trasparenza della fatturazione (Bolletta 2.0); gestione dei reclami scritti (TIQV); agevolazioni alle imprese energivore (delibera 28 dicembre 2017, 921/2017/R/eel); versamento degli oneri generali di sistema.	Esiti in fase di valutazione.

(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 di energia elettrica, in materia di riconoscimento dei crediti non recuperabili per il mancato incasso degli oneri generali del sistema elettrico

Nel periodo giugno-luglio 2022 sono state effettuate due verifiche ispettive ai sensi della delibera 15 febbraio 2022, 52/2022/E/eel, in materia di riconoscimento dei crediti non recuperabili connessi agli oneri generali di

sistema (OGdS) non incassati a partire dal 1° gennaio 2016, da effettuare entro il 31 dicembre 2022, nei confronti di imprese esercenti l'attività di distribuzione di energia elettrica.

Con la delibera 50/2018/R/eel, l'Autorità ha istituito il meccanismo di riconoscimento dei crediti non recuperabili relativi agli OGdS versati dalle imprese distributrici alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) e al Gestore dei servizi energetici (GSE) a partire dal 1° gennaio 2016. Tale meccanismo regola la reintegrazione alle imprese distributrici dei crediti relativi agli OGdS che tali imprese non hanno riscosso dagli utenti del servizio di trasporto ma hanno versato alla CSEA e al GSE.

Gli importi finora richiesti dalle imprese distributrici nell'ambito del citato meccanismo di riconoscimento rappresentano, nel loro complesso, un valore economicamente significativo, pari a oltre 800 milioni di euro con riferimento agli anni dal 2018 al 2021: pertanto, si è ritenuto opportuno procedere a una loro verifica per le due imprese di distribuzione che hanno richiesto gli importi più rilevanti.

Le verifiche avevano lo scopo di:

- accertare il possesso da parte dell'impresa richiedente dei requisiti necessari per accedere al meccanismo di riconoscimento degli OGdS non recuperabili, in particolare la correttezza dei versamenti degli OGdS alla CSEA e al GSE ai sensi dell'art. 41 del TIT¹ vigente contestualmente alla scadenza di versamento;
- visionare e acquisire la documentazione che consente di valutare la correttezza degli OGdS non recuperabili comunicati alla CSEA, come, ad esempio, le fatture emesse nei confronti degli utenti del trasporto, la documentazione relativa alle eventuali cessioni del credito e/o accordi transattivi e agli eventuali piani di rateazione, le scritture contabili relative ai crediti vantati dall'impresa distributtrice nei confronti di utenti del trasporto interessati da procedure concorsuali (fallimento, liquidazione giudiziaria, concordato preventivo, ecc.), le comunicazioni intercorse con la CSEA e/o con il GSE nell'ambito della procedura di determinazione del credito non incassato.

La prima verifica, svolta presso una grande impresa di distribuzione, ha consentito di constatare l'adeguatezza delle procedure adottate dalla società nella presentazione delle istanze di reintegro alla CSEA, evidenziando tuttavia un errore materiale di circa 100.000 € a favore della società: l'errore è stato segnalato ed è stata richiesta la restituzione alla CSEA di tale importo. La società ha ottemperato alla richiesta nell'ambito della successiva istanza di reintegrazione.

La seconda verifica, svolta presso una grande impresa di distribuzione, ha consentito di rilevare l'adeguatezza delle procedure adottate dalla società nella presentazione delle istanze di reintegro alla CSEA. Poco prima della verifica la società ha autonomamente rilevato un errore di circa 620.000 € a proprio favore, quindi in potenziale danno al sistema di reintegro degli OGdS. La società ha effettuato la segnalazione di rettifica alla CSEA: la restituzione avverrà nell'ambito della prossima istanza di reintegrazione.

Gli esiti delle verifiche sono sintetizzati nella tavola 11.4.

¹ Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica.

TAV. 11.4 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti l'attività di distribuzione di energia elettrica, in materia di riconoscimento dei crediti non recuperabili per il mancato incasso degli oneri generali del sistema elettrico (giugno-luglio 2022)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Due grandi distributori di energia elettrica.	Verifica della corretta applicazione degli obblighi in materia di riconoscimento ai distributori dei crediti non recuperabili connessi agli OGdS (delibera 50/2018/R/eel).	Esiti conformi. Corretti errori di calcolo nelle richieste di reintegro: recuperati 720.000 euro a beneficio del sistema.

(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 operatori sottoposti a procedimenti prescrittivi e/o sanzionatori attualmente conclusi, relative alle condotte successivamente tenute dai medesimi

Nel mese di dicembre 2022 è stata effettuata una verifica ispettiva nei confronti di un'impresa esercente il servizio di distribuzione del gas naturale ai sensi della delibera 5 luglio 2022, 298/2022/E/com, che ha approvato il programma di tre verifiche ispettive nei confronti di operatori sottoposti a procedimenti prescrittivi e/o sanzionatori, attualmente conclusi, con riferimento alle sole condotte successivamente tenute dai medesimi al fine di accertare l'effettività della c.d. funzione special-preventiva delle sanzioni irrogate dall'Autorità.

Le verifiche, che si concluderanno entro il 31 luglio 2023, hanno lo scopo di accertare l'effettività della funzione special-preventiva che dovrebbe dispiegare i provvedimenti sanzionatori e prescrittivi (ovvero dissuadere chi viene sanzionato dal commettere un nuovo illecito in futuro). L'effettuazione delle verifiche ispettive è connessa all'esigenza, pertanto, di verificare se, successivamente all'irrogazione di una sanzione per violazione della regolazione dell'Autorità, i soggetti sanzionati abbiano nuovamente violato la medesima regolazione.

La prima verifica ispettiva disposta ai sensi della delibera 298/2022/E/com è stata svolta nei confronti di una media impresa esercente il servizio di distribuzione del gas naturale e aveva lo scopo di accertare l'avvenuta predisposizione della registrazione garantita delle chiamate di pronto intervento in conformità alle previsioni della RQDG².

L'esito della verifica è stato non conforme e ha consentito di accertare alcune violazioni della RQDG in materia di pronto intervento gas. È stato pertanto proposto l'avvio del relativo provvedimento sanzionatorio.

Gli esiti delle verifiche sono sintetizzati nella tavola 11.5.

² Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025, allegato A alla delibera 27 dicembre 2019, 569/2019/R/gas.

TAV. 11.5 *Verifiche ispettive nei confronti di operatori sottoposti a procedimenti prescrittivi e/o sanzionatori attualmente conclusi, relative alle condotte successivamente tenute dai medesimi (dicembre 2022)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una media impresa di distribuzione di gas naturale.	Controllo su soggetti già sanzionati dall'Autorità, al fine di accertare che non sia stata violata la medesima regolazione.	Esito non conforme per una media impresa di distribuzione del gas. Proposto l'avvio di procedimento sanzionatorio per violazione degli obblighi in materia di pronto intervento gas ai sensi della RQDG.

(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 di gas naturale, in materia di tariffe di distribuzione e misura

Nel mese di novembre sono state effettuate due verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti il servizio di distribuzione del gas naturale in materia di tariffe di distribuzione e misura, ai sensi della delibera 4 ottobre 2022, 469/2022/E/gas.

Le verifiche, rese necessarie anche in ragione di apparenti criticità nei dati trasmessi dalle imprese di distribuzione all'Autorità e alla CSEA, avevano lo scopo di accertare la correttezza dei dati annualmente trasmessi dalle imprese di distribuzione di gas naturale ai fini della determinazione delle proprie tariffe di riferimento per le attività di distribuzione e misura, ai sensi della RTDG³.

Nell'ambito delle verifiche sono stati richiesti, per un campione di località, i seguenti elementi informativi con i relativi riscontri:

- APF delle località;
- valore degli incrementi patrimoniali annualmente comunicati per tutte le categorie di cespiti, evidenziando quelli che erano considerati lavori in corso negli anni precedenti;
- valore dei contributi percepiti;
- valore dei lavori in corso attribuiti alle località;
- dati fisici relativi alle località.

Le verifiche sono state effettuate nei confronti di due grandi imprese di distribuzione e non hanno evidenziato significativi errori nei dati trasmessi all'Autorità a fini tariffari.

Gli esiti delle verifiche sono sintetizzati nella tavola 11.6.

³ Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (RTDG 2020-2025), approvata con delibera 27 dicembre 2019, 570/2019/R/gas.

TAV. 11.6 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas naturale in materia di tariffe di distribuzione e misura (novembre 2022)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Due grandi imprese distributrici di gas naturale.	Verifica della corretta applicazione degli obblighi della RTDG in materia di tariffe di distribuzione e misura.	Esiti conformi per due grandi imprese.

(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 ottobre-novembre 2022 sono state effettuate tre verifiche ispettive ai sensi della delibera 6 settembre 2022, 409/2022/E/eel, nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio.

L'attività si inquadra nell'ambito del procedimento, annualmente rinnovato sin dal 2000, relativo alla regolazione incentivante della continuità del servizio elettrico per l'anno 2021 e previsto dal TIQE⁴.

La regolazione incentivante prevede, per ogni anno del periodo di regolazione, l'erogazione di premi o penalità a ogni impresa di distribuzione dell'energia elettrica soggetta a tale regolazione, in funzione del raggiungimento o meno degli obiettivi di miglioramento degli indicatori di continuità del servizio (durata e numero di interruzioni del servizio elettrico per cliente).

Ai fini della corretta erogazione degli incentivi, le verifiche presso le sedi delle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e/o presso i centri di telecontrollo di dette imprese hanno a oggetto la corretta applicazione:

- degli obblighi di registrazione delle interruzioni con e senza preavviso, lunghe e brevi, di cui al titolo 2 del TIQE;
- del calcolo degli indicatori di continuità del servizio, comunicati all'Autorità, di cui al titolo 3 del TIQE.

Le verifiche ispettive sono state svolte presso un esercizio di una grande impresa e due grandi imprese di distribuzione.

Per il primo distributore, con riferimento al singolo centro di controllo oggetto della verifica, gli indici di valutazione del campione di interruzioni verificate hanno soddisfatto le condizioni di validità. Nel corso della verifica ispettiva è stato riscontrato, dall'analisi del campione di segnalazioni al pronto intervento estratto dal nucleo ispettivo, un errore di registrazione di una chiamata al pronto intervento in quanto l'istante di inizio dell'interruzione corrisponde all'orario della terza segnalazione, invece che a quello della prima segnalazione. La questione non ha effetti sui premi, tuttavia, essendo stati ravvisati i profili di una possibile violazione del TIQE, sono in corso gli opportuni approfondimenti.

⁴ Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, periodo di regolazione 2016-2023, allegato A alla delibera 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel.

Per il secondo distributore, gli indici di valutazione del campione di interruzioni verificate, pur avendo soddisfatto le condizioni di validità, hanno comportato una riduzione dell'incentivo, in quanto è stata riscontrata la mancata registrazione di interruzioni con origine BT.

Per il terzo distributore, gli indici di valutazione del campione di interruzioni verificate hanno soddisfatto le condizioni di validità. Nel corso della verifica ispettiva, dall'analisi del campione di segnalazioni al pronto intervento estratto dal Nucleo ispettivo, è stato però riscontrato che, per un guasto del gruppo di misura segnalato al pronto intervento, il tempo di ripristino della fornitura è stato calcolato a partire da un momento successivo all'orario della prima chiamata riconducibile al guasto, in possibile violazione dell'art. 99 del TIQE. La società non ha erogato l'indennizzo automatico del corrispondente livello specifico di qualità commerciale (tabella 13 e tabella 15 del TIQE). Inoltre, sempre con riferimento al medesimo evento, il distributore non ha inviato, in seguito alla prima segnalazione, una squadra a verificare l'effettiva assenza di interruzione e sembrerebbe applicare un corrispettivo per accesso a vuoto.

La questione è attualmente in corso di approfondimento con la società.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 11.7.

TAV. 11.7 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica, in materia di continuità del servizio (ottobre-novembre 2022)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Un esercizio di una grande impresa e due grandi imprese.	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico (TIQE).	Esito positivo per due grandi imprese. Riduzione degli incentivi da erogare per una grande impresa. Riscontrati errori di registrazione presso un esercizio di una grande impresa e una grande impresa (seguiti in valutazione).

(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 luglio-novembre 2022 sono state effettuate le prime quattro delle cinque verifiche ispettive previste dalla delibera 8 marzo 2022, 87/2022/E/gas, nei confronti di altrettante imprese di distribuzione di gas, tese alla verifica della correttezza dei dati inerenti ai recuperi di sicurezza del servizio comunicati dagli esercenti per l'anno 2020, ai sensi della RQDG₂₀₂₀₋₂₀₂₅⁵. Tale disciplina prevede che gli incentivi siano corrisposti alle imprese sulla base di due distinte componenti correlate, rispettivamente, all'odorizzazione e alle dispersioni di gas segnalate da terzi.

Le verifiche sono state effettuate nei confronti di una grande impresa e di tre medie imprese, controllando gli elementi documentali e informativi relativi ai dati di sicurezza del servizio comunicati all'Autorità, con riferimento

⁵ Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025, allegato A alla delibera 27 dicembre 2019, 569/2019/R/gas.

all'assetto degli impianti di distribuzione gestiti dall'impresa, al servizio di 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 medie imprese. Con successivo provvedimento sarà definito l'impatto delle suddette violazioni sull'importo degli incentivi previsti in materia.

Con la determina 16 marzo 2023, 3/2023/gas – DSAI, è stato avviato il primo procedimento sanzionatorio nei confronti delle predette imprese.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 11.8.

TAV. 11.8 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio (luglio-novembre 2022)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande impresa e tre medie imprese distributrici di gas naturale.	Verifica della corretta applicazione degli obblighi della RQDG in materia di incentivi alla sicurezza.	Riscontrate violazioni alla RQDG per due medie imprese; avviato il primo procedimento sanzionatorio. Prevista decurtazione degli incentivi con successivo provvedimento per due delle quattro imprese sottoposte a controllo.

(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 periodo febbraio-giugno 2022 sono state effettuate 10 verifiche ispettive ai sensi della delibera 4 maggio 2021, 176/2021/E/gas, nei confronti di imprese di distribuzione del gas per le quali nel corso dei controlli telefonici effettuati, ai sensi della suddetta delibera 176/2021/E/gas, al fine di verificare l'effettiva funzionalità e accessibilità del centralino di pronto intervento, sono stati riscontrati esiti non conformi⁶.

Le 10 verifiche sono state effettuate presso tre impianti di due grandi imprese di distribuzione, tre medie imprese e quattro piccole imprese.

Le ispezioni avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione da parte delle imprese di distribuzione di gas delle disposizioni in materia di pronto intervento di cui alla RQDG. In particolare, si è verificata la presenza dei seguenti elementi:

⁶ I controlli telefonici hanno lo scopo di verificare le modalità di accesso, da parte del cliente finale, al servizio di pronto intervento dell'impresa distributtrice. L'attività si svolge, 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 delle effettive funzionalità e accessibilità del centralino di pronto intervento tramite chiamate telefoniche senza preavviso ai numeri indicati dagli operatori, eseguite in giorni feriali e festivi, in orario diurno e notturno.

Le successive verifiche ispettive hanno 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.

- recapiti telefonici con linea fissa dedicati esclusivamente al servizio di pronto intervento;
- pubblicazione e comunicazione dei recapiti telefonici di pronto intervento;
- strumenti tali da assicurare la registrazione garantita delle chiamate telefoniche;
- registrazione vocale (per imprese distributrici di gas naturale) di tutte le chiamate telefoniche ricevute e autonomia di almeno 24 ore del centralino in caso di interruzione dell'alimentazione elettrica esterna.

In esito alle verifiche, sono state riscontrate alcune violazioni della RQDG per tutte le imprese assoggettate al controllo.

Con le determinazioni 11 luglio 2022, 16/2022/gas – DSAI, 12 luglio 2022, 17/2022/gas – DSAI, 28 luglio 2022, 20/2022/gas – DSAI, 19 settembre 2022, 22/2022/gas – DSAI, 5 ottobre 2022, 23/2022/gas – DSAI, 10 ottobre 2022, 24/2022/gas – DSAI, 27 ottobre 2022, 25/2022/gas – DSAI, 21 novembre 2022, 28/2022/gas – DSAI e 5 dicembre 2022, 29/2022/gas – DSAI, sono stati avviati i procedimenti sanzionatori nei confronti delle imprese responsabili delle violazioni. Inoltre, l'esito non conforme comporterà, per le imprese interessate, l'annullamento degli incentivi per i recuperi della sicurezza gas.

Nel corso del 2022 sono stati effettuati dai militari del Nucleo speciale beni e servizi della Guardia di Finanza ulteriori controlli telefonici al servizio di pronto intervento di 50 imprese distributrici di gas, al fine di verificare il rispetto della RQDG, come previsto dal programma annuale approvato con la delibera 2 agosto 2022, 382/2022/E/gas. Il programma ha previsto l'effettuazione dei consueti controlli telefonici mediante chiamate telefoniche al servizio di pronto intervento e delle successive verifiche ispettive con sopralluogo presso le imprese distributrici scelte anche in base agli esiti dei controlli suddetti, da attuare entro il 31 dicembre 2023.

Gli esiti dei controlli telefonici e delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 11.9.

TAV. 11.9 *Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento (gennaio-dicembre 2022)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Verifiche ispettive (delibera 176/2021/E/gas): tre grandi, tre medie e tre piccole imprese distributrici di gas.	Verifica dell'applicazione della disciplina in materia di pronto intervento gas ai sensi della RQDG e delle Linee guida CIG.	Verificata l'inadeguatezza del servizio di pronto intervento presso tre grandi, tre medie e tre piccole imprese distributrici di gas. Avviati nove procedimenti sanzionatori nei confronti dei soggetti inadempienti.
Controlli telefonici (delibera 382/2022/E/gas): 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.	Verifiche ispettive entro il 31 dicembre 2023 presso imprese con esito non conforme dei controlli telefonici.

(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 di un'impresa di vendita di energia elettrica in materia di *switching* a seguito di risoluzione del contratto di dispacciamento

Nel mese di luglio 2022 è stata effettuata una verifica ispettiva ai sensi della delibera 24 maggio 2022, 222/2022/E/eel, nei confronti di una impresa di vendita in materia di *switching* a seguito di risoluzione del contratto di dispacciamento da parte del gestore della trasmissione.

L'esigenza della verifica ha origine in una segnalazione giunta all'Autorità che ha consentito di rilevare potenziali irregolarità negli *switching* effettuati da una società di vendita. In particolare, sono stati richiesti numerosi *switching* c.d. veloci a seguito dell'avvenuta risoluzione del contratto di dispacciamento da parte di Terna nei confronti dell'utente del dispacciamento con cui la società di vendita era contrattualizzata; gli *switching* sono risultati anomali in quanto recavano una data di sottoscrizione del contratto antecedente alla risoluzione.

Nei casi di risoluzione dei contratti di dispacciamento e di trasporto per inadempimento dell'utente (del dispacciamento e del trasporto) si applicano le previsioni del Testo integrato morosità elettrica (TIMOE) che, a tutela della continuità della fornitura, dispone che in via automatica sia risolto il contratto di fornitura e il cliente, opportunamente informato, transiti contestualmente nei servizi di ultima istanza. Inoltre, in deroga al regime ordinario, lo *switching* verso un nuovo venditore nel mercato libero può avere decorrenza a partire da qualsiasi giorno del mese, al fine di consentire al cliente finale di potere uscire rapidamente dal servizio di ultima istanza.

In esito alla verifica ispettiva svolta presso la società di vendita, è stato rilevato che le numerose richieste di *switching*, presentate successivamente alla risoluzione contrattuale, per giunta recanti un'unica data di stipula dei contratti di fornitura con i clienti finali, non erano supportate dalla necessaria documentazione (per esempio, evidenza dei suddetti contratti stipulati alla data dichiarata).

Con la determina 22 dicembre 2022, 30/2022/eel – DSAI, è stato avviato nei confronti dell'impresa di vendita un procedimento a carattere sanzionatorio in materia di *switching* a seguito di risoluzione dei contratti di dispacciamento e trasporto, per accertare la violazione del TIMOE e delle delibere 14 ottobre 2015, 487/2015/R/eel (riforma dello *switching* elettrico), e 11 febbraio 2020, 37/2020/R/eel (disposizioni funzionali alla modifica del processo di risoluzione dei contratti di dispacciamento e trasporto e attivazione dei servizi di ultima istanza nel settore elettrico).

L'esito della verifica è sintetizzato nella tavola 11.10.

TAV. 11.10 Verifica ispettiva nei confronti di un'impresa esercente l'attività di vendita di energia elettrica in materia di *switching* a seguito di risoluzione del contratto di dispacciamento (luglio 2022)

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una media impresa di vendita di energia elettrica.	Verifica della corretta applicazione della normativa in materia di <i>switching</i> nel caso di risoluzione del contratto di trasporto e/o dispacciamento (TIMOE, delibere 487/2015/R/eel e 37/2020/R/eel).	Riscontrate violazioni alla normativa in tema di <i>switching</i> . Avviato un procedimento sanzionatorio.

(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 di un'impresa di distribuzione di energia elettrica in materia di volumi di servizio erogati

Con la delibera 8 marzo 2022, 88/2022/E/eel, l'Autorità ha approvato una verifica ispettiva nei confronti di un'impresa di distribuzione di energia elettrica in materia volumi di servizio erogati. La verifica si è svolta nel mese di marzo.

La verifica aveva lo scopo di accertare i volumi di servizio erogati dall'impresa. Tali dati sono raccolti annualmente dall'Autorità per la determinazione delle tariffe di riferimento della distribuzione dell'energia elettrica ai sensi del TIT e successivamente sono acquisiti anche dalla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) con la finalità della definizione dei saldi di perequazione per le medesime imprese. Con riferimento all'impresa individuata è emerso che i dati raccolti dall'Autorità e dalla CSEA presentavano incongruenze.

In esito alla verifica è stato possibile ricostruire i dati da utilizzare per la determinazione delle tariffe di distribuzione; inoltre, sono state riscontrate anomalie di calcolo già segnalate alla Società.

L'esito della verifica è sintetizzato nella tavola 11.11.

TAV. 11.11 *Verifica ispettiva nei confronti di un'impresa di distribuzione di energia elettrica in materia di volumi di servizio erogati (marzo 2022)*

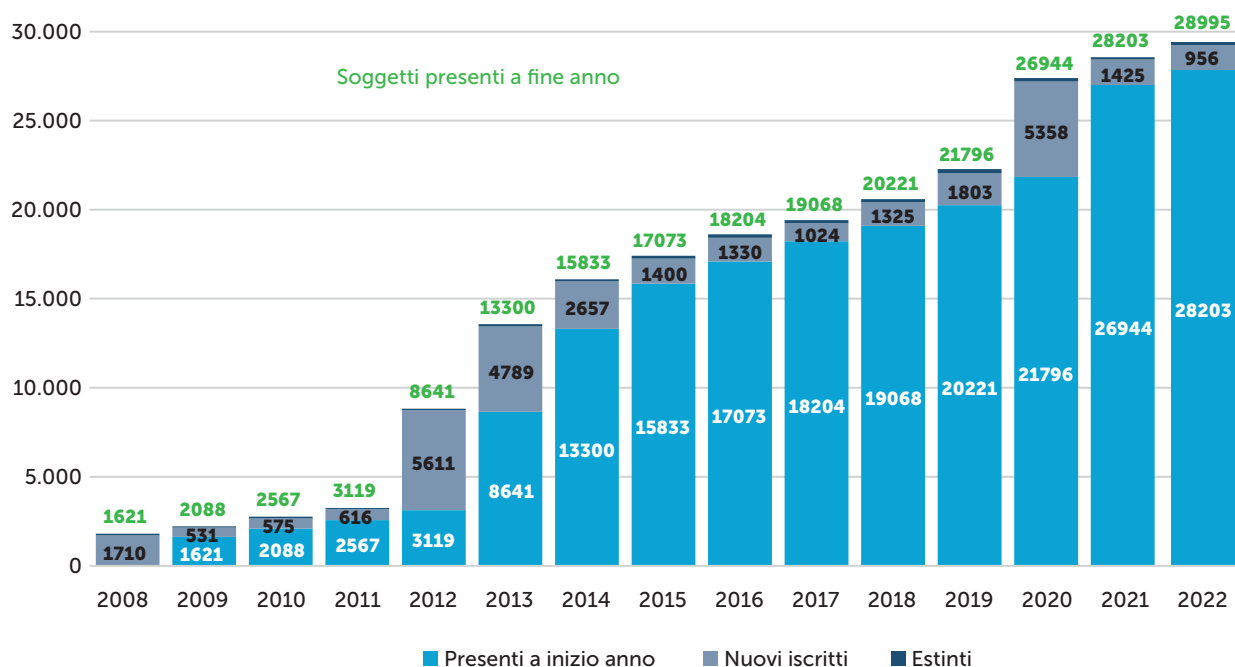
IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una media impresa di distribuzione elettrica.	Verifica dei volumi di servizio erogati, ai fini della corretta determinazione delle tariffe di distribuzione ai sensi del TIT.	Accertamento dei volumi di servizio per gli anni oggetto di verifica.

(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.

Attività sull'Anagrafica operatori dell'Autorità

Nel corso del 2022 il numero di soggetti iscritti presso l'Anagrafica operatori è cresciuto di circa 800 unità, mentre poco più di 160 operatori si sono estinti, in molti casi a seguito di operazioni di fusione e incorporazione da parte di altri soggetti. Al 31 dicembre 2022 il numero di soggetti accreditati e non estinti ha quasi raggiunto le 29.000 unità (Fig. 11.1). Dall'inizio dell'operatività dell'Anagrafica, si sono accreditati 31.368 soggetti e ne sono usciti 2.133.

FIG. 11.1 *Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità al 31 dicembre degli anni indicati^(A)*

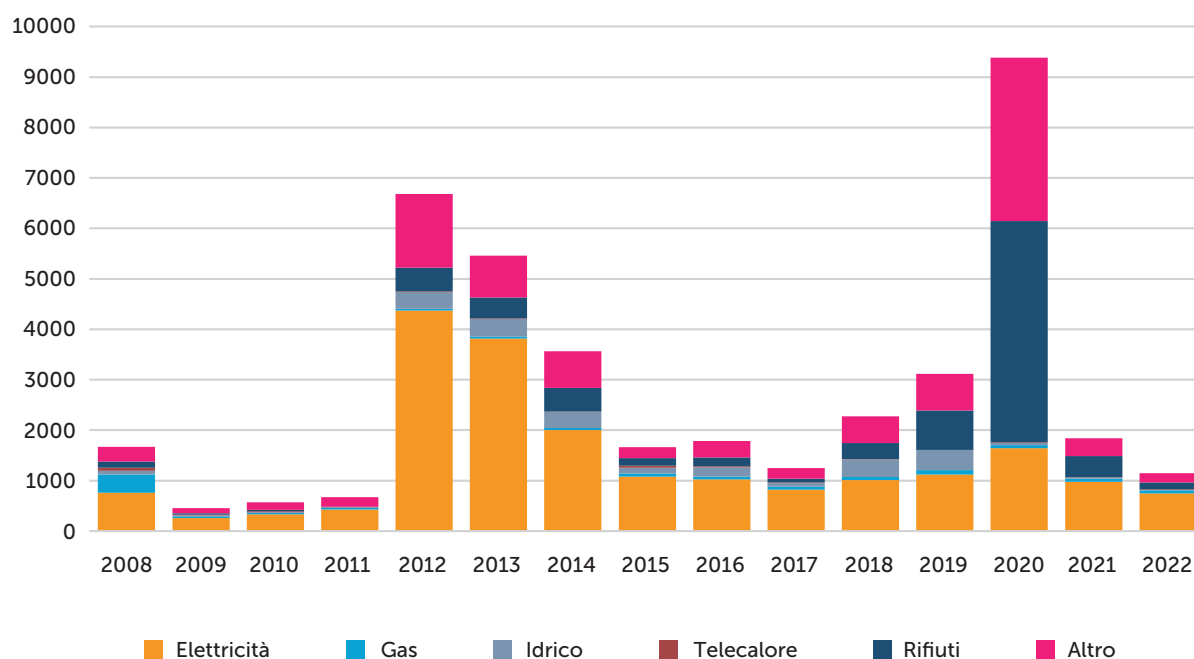
(A) I numeri possono differire da quelli pubblicati negli anni precedenti a causa di comunicazioni tardive effettuate dagli operatori.

Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

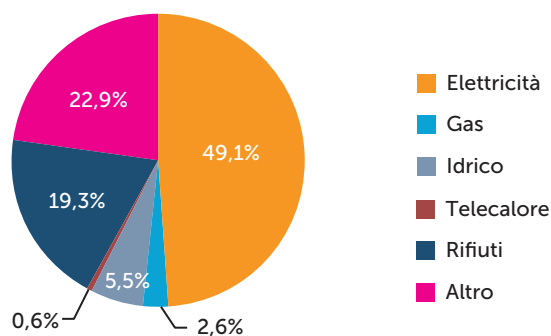
L'incremento del numero di iscritti è avvenuto nel corso del tempo in virtù dell'allargamento delle competenze dell'Autorità a nuovi settori e, di conseguenza, degli obblighi di iscrizione per i soggetti che vi operano. Tali obblighi, infatti, sono stati posti in capo ai soggetti operanti nel settore idrico nel 2012, a quelli operanti nel settore del teleriscaldamento nel 2015 e a quelli operanti nei rifiuti urbani nel 2019. Tra il 2019 e il 2020 l'estensione degli obblighi di iscrizione all'Anagrafica al settore dei rifiuti urbani, nonché ai gestori dei singoli servizi (compresi i comuni che operano in economia) e agli enti di governo degli ambiti territoriali ottimali, ha prodotto un incremento nel numero degli iscritti di oltre 5.000 unità, come si vede nella figura 10.2.

Nel 2022 gli incrementi maggiori si sono registrati nel settore elettrico (745 nuove unità), nei rifiuti (138 nuove unità) e nella categoria "Altro", che comprende, appunto, tutti i soggetti che a vario titolo sono tenuti a essere iscritti in Anagrafica operatori pur non essendo soggetti regolati (per esempio, enti di governo d'ambito, enti territorialmente competenti per le determinazioni tariffarie, soggetti che devono essere iscritti nel Registro nazionale degli operatori di mercato ai sensi dell'art. 9 del REMIT come specifiche categorie di clienti finali). La medesima categoria comprende, inoltre, soggetti che hanno svolto in passato attività nei settori di competenza dell'Autorità e che ora sono registrati solo per attività non più riconducibili a quei settori. L'Anagrafica operatori, infatti, non consente la cancellazione dei soggetti non estinti, che vi restano privi delle attività di competenza quando non più svolte e con le sole attività "non riconducibili" ai settori di competenza dell'Autorità.

Nell'arco di pochi anni il numero di operatori iscritti all'Anagrafica è pressoché raddoppiato, sia, come detto, in considerazione dell'acquisizione di nuove competenze, sia perché gli Uffici, nel 2018, si sono dotati, come già per gli altri settori, dell'anagrafica territoriale idrica che ha consentito di approfondire a livello comunale lo stato delle gestioni nel settore idrico.

FIG. 11.2 *Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per anno e per settore di attività*

Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

FIG. 11.3 *Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per settore di attività a marzo 2023*

Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

Nelle figure che offrono la distribuzione settoriale degli operatori iscritti in Anagrafica, il numero di soggetti che si iscrivono anno per anno risulta molto più elevato rispetto a quello indicato nella figura 11.1: ciò accade perché moltissimi soggetti sono presenti in più di uno dei settori regolati (elettricità, gas, idrico, rifiuti e telecalore) e, di conseguenza, vengono contati tante volte quanti sono i settori in cui operano. Da notare anche che nella figura 11.2 le attività idriche e quelle nei rifiuti compaiono anche nei soggetti che si sono accreditati nei primi anni di funzionamento dell'Anagrafica (istituita nel 2008), sebbene in quegli anni la regolazione dell'Autorità non fosse estesa ai due settori indicati. Ciò accade perché le attività nei due settori sono state aggiunte a posteriori da società che si sono accreditate, per esempio, nel 2008, ma che all'epoca avevano potuto indicare di svolgere la propria attività unicamente nei settori energetici.

Nel 2022 il numero dei produttori elettrici, il segmento di gran lunga più numeroso nell'Anagrafica, è salito di quasi 700 unità, superando la ragguardevole cifra di 19.000 unità, nonostante sia vigente un esonero dall'obbligo di iscrizione in Anagrafica per coloro che hanno impianti di potenza nominale complessiva inferiore o uguale a 100 kW e non svolgono alcuna altra attività nei settori di competenza dell'Autorità.

Il 44% dei soggetti iscritti all'anagrafica è una società a responsabilità limitata, il 25% è un ente pubblico, il 12% è una società per azioni, il 14% è una società di persone (di cui il 6% è impresa individuale) e il 3% è nella forma di cooperativa o consorzio. Il restante 2% ha altra natura giuridica. Il 98,6% dei soggetti iscritti all'Anagrafica è soggetto di diritto italiano, in quanto solo poco più di 450 soggetti hanno dichiarato di essere soggetti di diritto estero.

Come detto, la materia degli obblighi informativi di tipo anagrafico (istituiti a partire dalla delibera 23 giugno 2008, 35/2008 – GOP) è stata modificata nel tempo molte volte, sia per disciplinare i settori di nuova competenza dell'Autorità, sia per esigenze di semplificazione e di adeguamento all'evoluzione normativa e tecnologica. Tra gli interventi più recenti, per esempio, nel 2020 è stato adottato lo SPID (Sistema pubblico di identità digitale), quale modalità aggiuntiva alla Carta nazionale dei servizi per l'accesso all'Anagrafica operatori, cioè un sistema di autenticazione forte che garantisce un accesso ai servizi digitali sicuro e protetto. Inoltre, sia nei settori originariamente regolati dall'Autorità, sia in quelli acquisiti successivamente, sono state progressivamente implementate delle anagrafiche contenenti l'articolazione territoriale e/o impiantistica dei servizi. Nel corso degli anni, insomma, si è verificato un ampliamento dei destinatari e della portata degli obblighi informativi, ma tutto ciò è avvenuto con tramite una molteplicità di provvedimenti che si sono stratificati nel tempo, generando esigenze di raccordo e coordinamento interpretativo, che talvolta ne rendevano la lettura poco agevole. Per questo motivo, nel 2022 gli obblighi di natura informativa a carico degli operatori dei settori di competenza dell'Autorità sono stati riuniti in un unico Testo integrato (TIAO), adottato con la delibera 15 marzo 2022, 102/2022/R/com, provvedendo nel contempo ad abrogare le singole disposizioni vigenti in materia, il cui contenuto è stato interamente traslato nel Testo integrato.

Attuazione del regolamento REMIT

Nel corso del 2022 sono state condotte le attività preistruttorie derivanti da segnalazioni esterne oppure *ex officio* di ordini e/o transazioni sospette nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale, potenzialmente abusive ai sensi 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).

L'Autorità ha, inoltre, confermato il proprio contributo propositivo ai gruppi di lavoro sia in ambito ACER sia in ambito CEER, al fine di promuovere un approccio coordinato nell'implementazione del regolamento REMIT, contribuendo a:

- l'inquadramento delle tematiche di monitoraggio delle piattaforme europee di bilanciamento dell'energia elettrica;
- la 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;
- il monitoraggio dell'evoluzione della normativa finanziaria e il contributo alla formazione delle posizioni CEER-ACER negli ambiti rilevanti per il corretto funzionamento dei mercati dell'energia.

Procedimenti sanzionatori e prescrittivi

Anche nel 2022 l'attività sanzionatoria, consistente nell'accertamento di infrazioni e nella eventuale irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie, ha rivestito un ruolo rilevante a garanzia dell'attuazione della regolazione. I numeri elevati del 2021 si sono mantenuti tali anche nel 2022. Segnatamente, si sono registrati:

- un aumento, sia del numero di avvii che del numero di chiusure, di procedimenti sanzionatori e prescrittivi, rispettivamente pari a 35 e 82 (cui vanno aggiunte le chiusure con procedura semplificata, pari a 18), rispetto a quello dell'anno precedente (per gli avvii: 33; per le chiusure: 75);
- un rilevante numero delle comunicazioni delle risultanze istruttorie (59) superiore a quello degli anni precedenti al 2021 (48 nel 2020, 33 nel 2019 e 28 nel 2018) in ragione dell'ormai completato smaltimento dell'arretrato, avviato già nel 2021 (ove le risultanze istruttorie erano state addirittura 78);
- un leggero incremento sia del numero delle delibere di ammissibilità/inammissibilità degli impegni (pari a 4 nel 2022, rispetto a 2 nel 2021 e nel 2020), sia del numero delle delibere di approvazione di impegni (pari a 5 nel 2022, rispetto a 0 nel 2021 e a 4 nel 2020).

Nel corso del 2022 sono, quindi, stati adottati 196 atti, di cui: 35 avvii, 59 comunicazioni delle risultanze istruttorie, 9 delibere relative agli impegni, 11 provvedimenti di proroga del termine di conclusione del procedimento, 82 provvedimenti conclusivi tra provvedimenti sanzionatori (dei quali 4 conseguenti al riesercizio del potere sanzionatorio in esecuzione di sentenze del giudice amministrativo) e provvedimenti non irrogativi di sanzione, esclusi i 18 procedimenti avviati con procedura semplificata che si sono estinti con il pagamento in misura ridotta e la cessazione delle condotte contestate.

La figura 11.4 esplicita in forma descrittiva i risultati della gestione 2022.

FIG. 11.4 Atti adottati in relazione all'attività sanzionatoria svolta nel 2022



Fonte: ARERA.

Come lo scorso anno, si conferma anche nel 2022 una concentrazione dei procedimenti avviati nella macro-area infrastrutture energetiche, pari al 60% circa (21), e una equilibrata distribuzione dei residui avvii nelle tre macro-aree mercati energetici (5), servizio idrico integrato (5) e rifiuti urbani (4), attestandosi rispettivamente al 14% per le prime due e al 12% per la terza (non vi sono stati, invece, avvii nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento).

Dei 105 procedimenti conclusi – comprensivi dei 18 avviati con procedura semplificata ed estinti e dei 5 chiusi con l’approvazione degli impegni –, 32 sono terminati con l’accertamento delle responsabilità e la conseguente irrogazione di sanzioni (di cui 2 con adozione anche di provvedimento prescrittivo) e 50 si sono chiusi senza irrogazione di sanzione.

Con riferimento alle 32 sanzioni irrogate (per 4 delle quali il potere sanzionatorio è stato rieditato), per un importo complessivo pari a 7.285.920 euro – oltre all’importo complessivo delle 18 sanzioni ridotte pagate in forma semplificata che ammonta a 140.116 euro –, si evidenzia che 13 di queste sono state oggetto di impugnazione giurisdizionale.

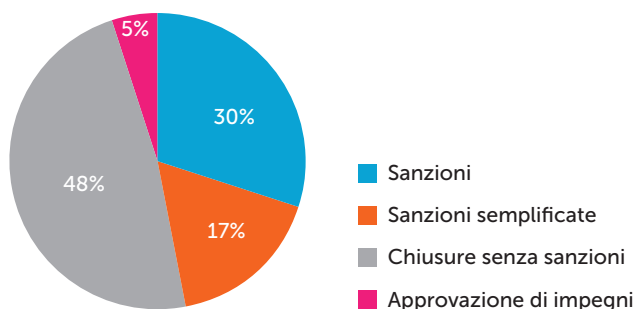
Nel corso del 2022, l’Autorità ha proseguito l’attività di riscossione coattiva delle sanzioni non pagate per il tramite della competente Agenzia delle entrate – riscossione; con quest’ultima l’Autorità ha promosso occasioni di puntuali confronti ai fini dell’ottimizzazione dell’attività di riscossione, con particolare riguardo al recupero delle sanzioni irrogate a società sottoposte a procedure concorsuali. L’Autorità, inoltre, ha svolto tutte le attività prodromiche alla stessa riscossione coattiva, quali la quantificazione degli interessi o delle maggiorazioni maturate nelle more del pagamento e il sollecito di pagamento degli importi dovuti, e ha curato, nei casi non gestiti direttamente dall’Agenzia, tutti gli adempimenti necessari per il recupero delle sanzioni irrogate nell’ambito delle procedure concorsuali alle quali risultino sottoposti i soggetti sanzionati.

Anche nel 2022 l’Autorità ha fatto esercizio del potere di prescrivere agli operatori la cessazione di comportamenti lesivi dei diritti degli utenti e l’obbligo di corrispondere indennizzi, con particolare riguardo al settore del servizio idrico integrato.

Inoltre, trova conferma anche per il 2022 la circostanza che l’implementazione della separazione funzionale tra attività istruttoria e attività decisoria, unitamente alle procedure semplificate e agli impegni, hanno avuto un impatto positivo sul piano dell’efficienza, consentendo la gestione tempestiva dei nuovi procedimenti e l’ulteriore recupero dell’arretrato pendente. Infatti, quanto alle tempistiche procedurali, si evidenzia che – oltre all’ulteriore netta contrazione del numero di pregressi procedimenti sanzionatori pendenti – i procedimenti sanzionatori avviati negli ultimi tre anni sono stati conclusi⁷ nel termine di 220 giorni di cui all’art. 4-*bis* dell’allegato A alla delibera 14 giugno 2012, 243/2012/E/com, e s.m.i.⁸.

7 Salvo casi di proroghe (disposte, complessivamente, per 12 procedimenti sanzionatori) e/o sospensioni per richieste di informazioni ai soggetti che ne fossero in possesso o il caso di presentazione di impegni.

8 Recante “Adozione del nuovo regolamento per la disciplina dei procedimenti sanzionatori e delle modalità procedurali per la valutazione degli impegni”.

FIG. 11.5 Ripartizione dei provvedimenti conclusivi dell'attività sanzionatoria svolta nel 2022

Fonte: ARERA.

La c.d. procedura semplificata

Sotto diversi profili, si conferma il rilievo della c.d. 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 243/2012/E/com. Si registra un aumento del numero dei procedimenti avviati con procedura semplificata (24 rispetto ai 16 dello scorso anno) a fronte di una contenuta diminuzione della percentuale di adesione da parte degli operatori interessati (75% dei procedimenti avviati con procedura semplificata, cioè 18 su 24, rispetto al 90% dello scorso anno), che rimane comunque un dato molto rilevante, a conferma della persistente utilità di tale istituto. Istituto apprezzabile sotto tre distinti profili: pronta cessazione delle condotte contestate; tempestiva eliminazione delle eventuali conseguenze prodotte dalle violazioni e sollecito pagamento della sanzione in misura ridotta entro trenta giorni dalla notifica dell'avvio, con conseguente chiusura del procedimento sanzionatorio entro tale termine.

In particolare, i 24 procedimenti che nell'anno 2022 sono stati avviati con eventuale chiusura con procedura semplificata hanno riguardato le seguenti materie: 18 procedimenti hanno interessato violazioni della regolazione delle infrastrutture energetiche, 4 violazioni della regolazione del settore dei rifiuti urbani e 2 violazioni in materia di servizio idrico integrato.

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. Gli impegni rappresentano, nell'ambito dell'attività di *enforcement*, 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 può, entro 30 giorni dalla sua comunicazione, 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 e più vantaggiose per il sistema e/o per determinate categorie di utenti, direttamente o indirettamente pregiudicate dalle condotte contestate.

Il numero degli atti in materia di impegni adottati nel corso del 2022, pari a 9, è superiore a quello dell'anno precedente (2). Per tipologia di delibera, si tratta di 2 delibere di inammissibilità, 2 delibere di ammissibilità e 5 delibere di approvazione di impegni.

Le predette delibere hanno interessato prevalentemente la macro-area "Mercati" (6 delibere), secondariamente la macro-area "Infrastrutture" (2 delibere) e infine la macro-area "Idrico" (1 delibera). Segnatamente, di quelle afferenti alla macro-area "Mercati", 2 hanno riguardato procedimenti avviati per violazioni in materia di fatturazione dei consumi energetici e gli impegni approvati presentano un contenuto sostanzialmente analogo a quello degli altri impegni approvati nell'ambito di procedimenti avviati per tale tipologia di violazioni; invece, 4 (2 ammissibilità e successive 2 approvazioni) hanno riguardato due procedimenti avviati nei confronti di un'impresa di distribuzione e di una società di vendita per violazioni in materia di regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica destinata allo Stato Città del Vaticano. Gli impegni presentati dai due operatori prevedono il versamento di un importo a CSEA a titolo di ristoro per il sistema per la non corretta gestione dell'energia elettrica approvvigionata tramite la banda di importazione assegnata allo Stato Città del Vaticano, l'invio periodico all'Autorità e a Terna di un *report* avente a oggetto, per l'impresa di distribuzione, le anagrafiche e le caratteristiche tecniche dei punti di esportazione verso lo Stato Città del Vaticano, i dati di misura dei prelievi a essi associati, e, per la società di vendita, il numero aggiornato di punti di prelievo dello Stato Città del Vaticano associati al punto di dispacciamento di esportazione, nonché i relativi consumi fatturati in forma aggregata. Per quanto concerne la macro-area "Infrastrutture", le 2 delibere (ammissibilità e successiva approvazione) hanno riguardato un procedimento avviato per violazioni in materia di pronto intervento gas e gli impegni prevedono, oltre alla realizzazione di una campagna di informazione e di sensibilizzazione sul territorio in materia di sicurezza e pronto intervento gas, la formazione del personale addetto alla distribuzione gas su alcuni specifici temi, il miglioramento di alcuni standard previsti dalla regolazione in materia di sicurezza gas – tra cui l'incremento della frequenza della manutenzione preventiva delle cabine Remi e degli impianti di regolazione intermedia al servizio di una determinata zona industriale –, l'incremento della frequenza di ispezione della rete, la riduzione dei tempi di eliminazione delle dispersioni di gas e infine la riduzione dei tempi di risposta alle chiamate telefoniche di pronto intervento. Da ultimo, per quanto concerne la macro-area "Idrico", nell'ambito di un procedimento sanzionatorio avviato per violazioni tariffarie del servizio idrico integrato, è stata adottata 1 delibera di inammissibilità degli impegni presentati, in considerazione, oltre che della mancata dimostrazione della cessazione di tutte le condotte contestate, della circostanza che tali iniziative risultavano generiche, manifestamente inutili al più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle disposizioni che si assumono violate, inidonee a ripristinare l'assetto degli interessi anteriori alle violazioni o a eliminare, almeno in parte, le conseguenze immediate e dirette delle stesse, e in quanto comunque consistenti nel mero adempimento solo di una parte degli obblighi violati.

Violazioni della regolazione delle infrastrutture energetiche

Una lettura più analitica del dato quantitativo consente di rilevare che, nell'ambito dei procedimenti sanzionatori avviati nel 2022 in materia di violazione della regolazione relativa alle infrastrutture energetiche (pari a 21), 15 riguardano violazioni connesse a esigenze di sicurezza e continuità del sistema di distribuzione del gas, 6 ineri-

scono a violazioni di obblighi informativi, di cui 4 in materia di *unbundling* funzionale e 2 in materia di sicurezza e continuità del sistema di distribuzione del gas.

Sicurezza del sistema e accesso ed erogazione dei servizi di rete e misura

Nel 2022 l'Autorità ha avviato 15 procedimenti sanzionatori nei confronti di altrettante società, per violazioni in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale, di cui 7 riguardanti più specificatamente il servizio di pronto intervento. Tranne uno, tali procedimenti sono stati avviati con procedura semplificata, alla quale tutti gli operatori interessati hanno aderito mediante cessazione delle condotte contestate, tra le quali la messa in regola dei centralini di pronto intervento gas, e pagamento delle sanzioni in misura ridotta per un totale di 126.150 euro.

Con riguardo al servizio di pronto intervento gas, l'Autorità ha concluso 2 procedimenti con l'irrogazione di sanzioni per complessivi 77.000 euro.

Nello stesso anno, l'Autorità ha concluso con l'archiviazione 2 procedimenti sanzionatori in materia di rilevazione, archiviazione e messa a disposizione dei dati di misura del gas naturale.

Esigenze conoscitive dell'Autorità

Nel 2022 l'Autorità ha avviato 4 procedimenti sanzionatori per violazione di obblighi informativi in materia di *unbundling*. Con tali procedimenti è stato contestato il mancato rispetto della delibera 16 novembre 2021, 494/2021/E/com, e, segnatamente, per tre operatori, l'inosservanza del punto 1 di tale delibera, recante l'intimazione di inviare le informazioni di stato relative alla separazione funzionale ovvero di verificare la correttezza di quanto dichiarato nell'Anagrafica operatori; per un operatore, invece, è stata contestata la mancata osservanza del punto 2 della citata delibera, recante l'intimazione di inviare le raccolte annuali di separazione funzionale. Dei due procedimenti avviati in forma semplificata, uno si è concluso con l'adesione alla procedura stessa mediante cessazione della condotta contestata e pagamento della sanzione in misura ridotta pari a 4.800 euro.

Nel medesimo anno sono stati altresì avviati, per violazioni di obblighi informativi in materia di sicurezza e continuità del servizio di distribuzione gas, 2 procedimenti sanzionatori con procedura semplificata, 1 dei quali si è concluso con l'adesione a detta procedura, in quanto la società ha cessato la condotta e pagato la sanzione in misura ridotta pari a 2.500 euro.

L'Autorità, nel corso del 2022, ha chiuso 1 procedimento sanzionatorio per violazione degli obblighi informativi in materia di sicurezza e continuità del servizio di distribuzione gas con irrogazione di una sanzione amministrativa di 1.450 euro; nello stesso anno l'Autorità ha concluso con l'archiviazione 2 procedimenti sanzionatori per 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 5), 1 procedimento inerisce a violazioni in materia di titoli di efficienza energetica, 1 procedimento riguarda la

violazione delle procedure conciliative, 2 procedimenti attengono al divieto per l'utente del trasporto e dispacciamento di chiedere la sospensione della fornitura ai clienti finali, non per morosità di questi ultimi, bensì per inadempimento della controparte commerciale, e infine 1 procedimento riguarda violazioni in materia di *switching* a seguito di risoluzione dei contratti di dispacciamento e trasporto.

Titoli di efficienza energetica

Nel 2022 l'Autorità ha avviato 1 procedimento sanzionatorio per mancato conseguimento degli obiettivi specifici di efficienza energetica, nei confronti di un'impresa di distribuzione del gas.

L'Autorità ha concluso il procedimento suindicato nonché un ulteriore procedimento nella medesima materia, per un totale di 2 procedimenti, con irrogazione di sanzioni per complessivi 2.376.000 euro.

Mercati all'ingrosso

Come già detto, nel 2022 sono stati dichiarati ammissibili e poi approvati gli impegni presentati nell'ambito di due procedimenti sanzionatori, avviati nei confronti di un'impresa di distribuzione e di una società di vendita, per violazioni in materia di regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica destinata allo Stato Città del Vaticano. Con il provvedimento che ha approvato gli impegni e li ha resi obbligatori per i proponenti, i due procedimenti si sono chiusi.

Nel 2022 l'Autorità ha concluso 56 procedimenti sanzionatori in materia di strategie di programmazione non diligenti nell'ambito del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica, di cui 46 con provvedimenti di archiviazione e 12 (di cui 4 con riedizione del potere sanzionatorio) con irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie per un totale di 1.600.000 euro.

Nel corso del 2022, sono stati conclusi, con l'irrogazione di sanzioni per complessivi 47.000 euro, i primi 2 procedimenti sanzionatori per violazioni in materia di integrità e trasparenza dei mercati all'ingrosso, riconducibili alla fattispecie di manipolazione del mercato descritta all'art. 2, n. 2, lett. a), punto i) del regolamento (UE) 1227/2011 (REMIT). Il citato regolamento sancisce espressamente, all'art. 5, il divieto di effettuare, o tentare di effettuare, manipolazioni di mercato nei mercati dell'energia all'ingrosso e attribuisce il compito di garantire l'attuazione dei divieti di abusi di mercato alle autorità nazionali di regolamentazione (art. 13). All'esito delle istruttorie condotte dagli Uffici dell'Autorità, è emerso che le transazioni in questione erano idonee a fornire al mercato un segnale di prezzo fuorviante, sia in termini di livello di prezzo (prezzo non allineato ai prezzi correnti) sia in termini di volatilità del prezzo (transazioni con inversione della posizione e scarto di prezzo significativo), e quindi in grado di alterare domanda e offerta. Nella specie, nella quantificazione delle sanzioni l'Autorità ha tenuto conto di una serie di specifiche circostanze soggettive e oggettive che hanno limitato la gravità della violazione.

Mercati retail e tutela dei clienti finali

Nel 2022 sono stati avviati 2 procedimenti sanzionatori per violazione del divieto di sospensione della fornitura ai clienti finali non morosi. Segnatamente, 2 utenti del dispacciamento, a fronte dell'inadempimento della propria

controparte commerciale, hanno chiesto ai distributori il distacco della fornitura di clienti finali non morosi in modo da indurre la controparte commerciale ad adempiere alle proprie obbligazioni; ciò in violazione dell'espreso divieto posto dalla regolazione al fine di limitare il distacco della fornitura ai soli casi di morosità del cliente finale, mettendo al riparo quest'ultimo dalle controversie che possono insorgere tra controparte commerciale e utente del dispacciamento. In uno di tali procedimenti è stata altresì contestata la violazione delle disposizioni in materia di costituzione in mora del cliente finale.

Uno dei due procedimenti è stato chiuso nel corso del 2022 con l'irrogazione di una sanzione pari a 163.000 euro.

È stato altresì chiuso, con l'irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria di 1.470.000 euro, un procedimento avviato nel 2021 per analoga violazione.

Infine, è stato avviato un procedimento per violazione dell'obbligo partecipativo alle procedure conciliative dell'Autorità, chiuso con irrogazione di una sanzione pari a 8.400 euro.

Violazioni della regolazione del settore idrico

Il numero di procedimenti sanzionatori avviati in materia nel 2022 si attesta sul dato di 5.

In particolare, 2 procedimenti, avviati in forma semplificata, hanno riguardato il mancato rispetto da parte di altrettanti gestori degli obblighi informativi in materia di reclami allo Sportello per il consumatore energia e ambiente. I due operatori non hanno aderito alla chiusura con procedura semplificata e pertanto i relativi procedimenti sanzionatori sono proseguiti nelle forme ordinarie.

Gli altri 3 sono stati avviati per violazioni della regolazione in materia di qualità contrattuale del servizio idrico integrato. Di questi procedimenti, 2 hanno riguardato anche violazioni in materia di misura del servizio idrico e violazioni per mancata risposta alle richieste di informazioni dello Sportello per il consumatore energia e ambiente, e 1 di questi anche violazioni in materia di bonus sociale idrico.

Nel 2022, oltre a 1 dei predetti procedimenti, l'Autorità ha chiuso 6 procedimenti sanzionatori, irrogando sanzioni amministrative pecuniarie per un totale di 1.516.600 euro. L'Autorità, inoltre, ha adottato, all'esito di 2 dei suddetti procedimenti, altresì provvedimenti recanti l'ordine prescrittivo di restituire agli utenti le differenze tariffarie indebitamente applicate.

Violazioni della regolazione del settore dei rifiuti urbani

Nel 2022, come detto, sono stati avviati, in forma semplificata, 4 procedimenti sanzionatori per violazioni in materia di rifiuti urbani. Si tratta di 4 procedimenti avviati nei confronti di altrettanti gestori del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani per violazioni in materia di regolazione tariffaria. Segnatamente, è stata contestata l'inosservanza della delibera 3 agosto 2021, 345/2021/E/rif, con la quale è stato intimato ai citati gestori l'adempimento agli obblighi di trasmissione dei dati e dei documenti prescritti ed elaborati, secondo le previsioni di cui alla delibera 31 ottobre 2019, 443/2019/R/rif, e al suo allegato (Metodo tariffario rifiuti – MTR), come succes-

sivamente modificato e integrato, nonché alla delibera 3 marzo 2020, 57/2020/R/rif, con la quale sono state introdotte specifiche semplificazioni procedurali.

Dei citati procedimenti, 2 si sono conclusi con l'adesione alla procedura semplificata, in quanto i gestori hanno cessato la condotta e pagato le sanzioni ridotte pari complessivamente a 6.666 euro.

Gli altri 2 procedimenti, proseguiti in forma ordinaria, si sono chiusi nel medesimo anno con l'irrogazione di sanzioni amministrative per complessivi 16.667 euro.

Nel 2022 per le medesime violazioni è stato altresì chiuso con l'irrogazione di una sanzione di 10.000 euro un procedimento sanzionatorio avviato l'anno precedente.

Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati

Con la delibera 18 maggio 2012, 188/2012/E/com, l'Autorità ha approvato (nel relativo allegato A) la "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 (articolo 44, commi 1 e 2, 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 (art. 14, comma 2, lett. f-ter) del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387).

Nel 2022 si rafforza ulteriormente il ruolo della tutela giustiziale – alternativa a quella giurisdizionale⁹ – nell'ambito delle attività di *enforcement* dell'Autorità. 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 e utilizzato dagli *stakeholder*, a garanzia della funzionalità ed effettività del regime di accesso e utilizzo delle infrastrutture energetiche.

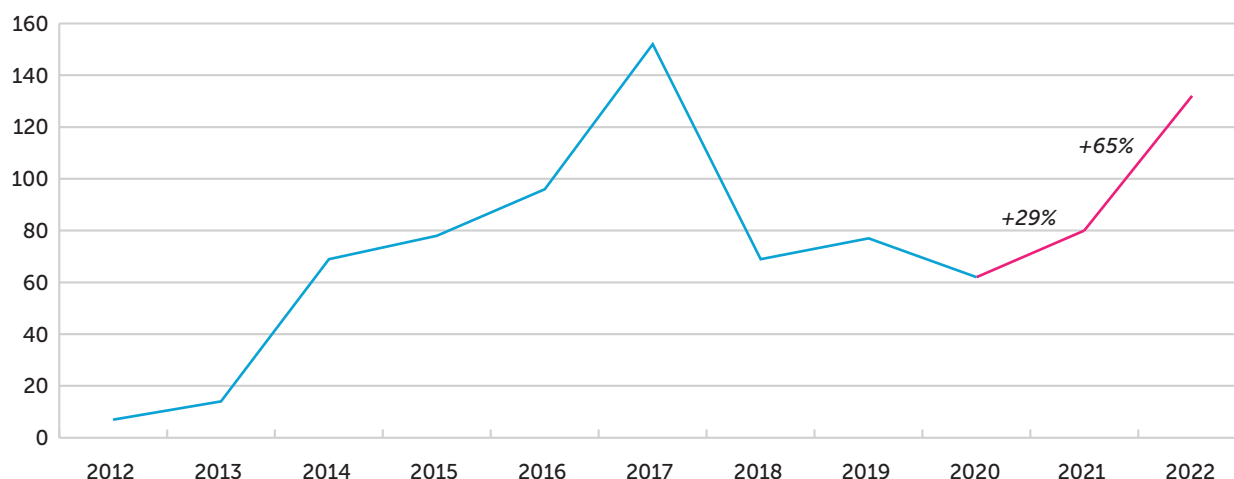
In particolare, l'attività giustiziale, nel 2022, è stata improntata a "*efficientare la gestione dei procedimenti di risoluzione delle controversie tra operatori e gestori, promuovendone anche una maggiore conoscenza*", in coerenza con la specifica linea di intervento prevista nel Quadro strategico 2022-2025 dell'Autorità.

Particolare rilevanza, a tale scopo, ha avuto l'organizzazione di un *webinar* in cui si sono analizzati i profili generali e gli aspetti applicativi della procedura di reclamo tra operatori/produttori contro un gestore di rete.

⁹ Ai sensi dell'art. 3, comma 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 ...".

Da segnalare, a tal proposito, che, anche a seguito di questa iniziativa messa in campo dall'Autorità, il numero di reclami presentati nel 2022 è sensibilmente aumentato rispetto all'anno precedente, sia in valore assoluto, passando da 80 a 132 reclami, sia in valore percentuale, dove la crescita appare più che raddoppiata (+ 65%) rispetto al dato, già molto positivo, del 2021 (+ 29%).

FIG. 11.6 Reclami presentati dagli operatori (2012-2022)

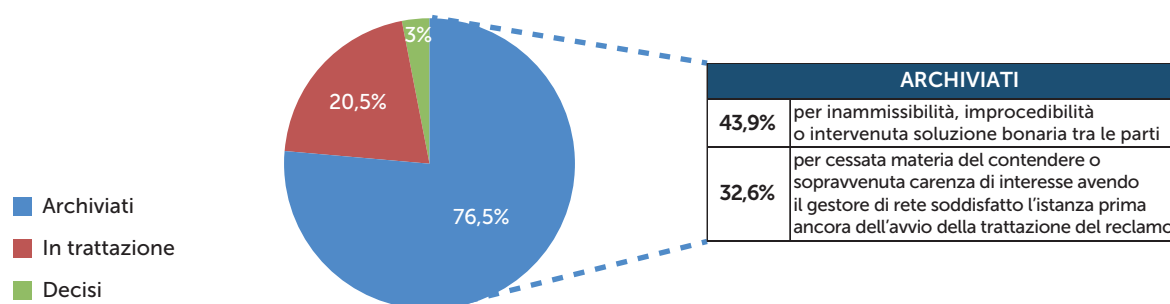


Fonte: ARERA.

Contemporaneamente, si è registrata una maggiore *compliance* nella gestione della procedura di reclamo, sia da parte degli operatori/produttori, che hanno dimostrato di avere maggiormente assimilato le regole procedurali di presentazione del reclamo, sia da parte dei gestori che – recepiti alcuni principi consolidati contenuti nelle decisioni – hanno favorito la risoluzione anticipata delle pretese avanzate nel reclamo con conseguente deflazione del contenzioso giurisdizionale e giustiziale.

Infatti, i numeri indicano che, nel 2022, rispetto all'anno precedente, sono diminuite le decisioni (dal 6,3% al 3%), compensate da un aumento di quattro punti percentuali (da 72,5% a 76,5%) delle archiviazioni, con un incremento, dal 30,0% al 32,6%, dei reclami archiviati per cessata materia del contendere, a seguito dell'avvio del procedimento, o per sopravvenuta carenza di interesse, avendo il gestore di rete soddisfatto l'istanza prima ancora dell'avvio della trattazione del reclamo (Fig. 11.7).

FIG. 11.7 Reclami fra operatori gestiti dall'Autorità ai sensi della delibera 188/2012/E/com (focus reclami presentati nel 2022)



Fonte: ARERA.

Da segnalare, in particolare, l'aumento esponenziale dei reclami risolti prima dell'avvio del procedimento: nel 2022 sono raddoppiati i casi (12), dopo che nel 2021 erano a loro volta raddoppiati rispetto all'anno precedente. Da sottolineare che, in questi casi, la criticità dedotta dal reclamante viene risolta dal gestore subito dopo la presentazione del reclamo, azzerando, 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).

Tale tendenza è favorita anche dall'aggiornamento, con cadenza annuale, del c.d. Massimario, una raccolta comprensiva di tutte le decisioni sui reclami adottate dall'Autorità, facilmente consultabile per argomenti sul sito istituzionale, in cui vengono sintetizzati i consolidati indirizzi interpretativi assunti da questa istituzione nell'esercizio della sua funzione giustiziale.

Nel dettaglio, dall'entrata in vigore della delibera 188/2012/E/com al 31 dicembre 2022, sono stati presentati 836 reclami, di cui 132 nel 2022. Di questi:

- 452 (il 54,1%), di cui 101 presentati nel 2022, sono stati archiviati, in particolare: 264 (di cui 58 presentati nel 2022) per inammissibilità, improcedibilità o intervenuta soluzione bonaria della controversia nel corso del procedimento; 170 (di cui 37 presentati nel 2022) 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; 12 reclami, di cui 6 presentati nel 2022, 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; per altri 2 reclami, invece, la carenza di interesse è sopravvenuta a seguito della rinuncia tacita alla prosecuzione della trattazione del reclamo da parte del reclamante; 1 reclamo, infine, 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 lett. c) e d) dell'art. 2, comma 20, della legge 14 novembre 1995, n. 481¹⁰;
- 27 (il 3,2%), tutti presentati nel 2022, erano in corso di trattazione;
- 357 (il 42,7%), di cui 4 presentati nel 2022, sono stati oggetto di decisione, per un totale di 273 delibere emenate (di cui 7 nel 2022). Si rileva, infine, 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.

A dicembre 2022, il tempo medio delle procedure di risoluzione delle controversie, gestite dall'Autorità, tra operatori economici, ex delibera 188/2012/E/com, è di 8 mesi e 29 giorni.

Degna di nota è la percentuale di rispetto delle decisioni giustiziali che, al termine del 2022, risulta superiore al 90%.

¹⁰ 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 alle lettere c) e d) dell'articolo 2, comma 20, della legge 14 novembre 1995, n. 481".

Settore elettrico

Con riferimento al settore elettrico, le decisioni adottate dall'Autorità nel 2022 hanno riguardato principalmente le tematiche che seguono.

Connessione a reti di distribuzione e accettazione del preventivo

Con delibere 20 dicembre 2022, 692/2022/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da VPD Solar 2 S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.a., relativo alla pratica di connessione identificata con il codice di rintracciabilità 270589937", e 693/2022/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da VPD Solar 7 S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.a., relativo alla pratica di connessione identificata con il codice di rintracciabilità 290490682", l'Autorità ha in primo luogo ricordato il parametro regolatorio rilevante di cui alle previsioni dell'art. 7, comma 8, primo periodo, del Testo integrato delle connessioni attive (TICA), secondo cui il preventivo accettato può essere ulteriormente modificato a titolo gratuito a seguito di imposizioni derivanti dall'iter autorizzativo, ovvero di atti normativi (anche di carattere regionale), ovvero per altre cause fortuite o di forza maggiore non dipendenti dalla volontà del richiedente, opportunamente documentate.

Nelle fattispecie esaminate nelle due decisioni, riferite entrambe a un progetto di realizzazione di un impianto fotovoltaico, l'Autorità ha quindi ritenuto imposta in sede di iter autorizzativo, ex art. 7, comma 8, primo periodo del TICA, la richiesta di modifica del preventivo formulata dal reclamante. In particolare, le decisioni hanno chiarito che l'Autorità competente per la VIA con formale "... *Richiesta di integrazioni a norma dell'articolo 27-bis, comma 5, del DLgs 152/2006* ..." ha espressamente segnalato al reclamante di ottemperare a quanto indicato nel verbale del Tavolo tecnico di confronto, ossia di "*proporre soluzioni alternative che prevedano l'interramento del cavidotto*" ai sensi dell'art. 27-bis del decreto legislativo n. 152/2006, formulando un'espressa indicazione di doverosa ottemperanza alla stessa entro la perentoria tempistica indicata, non certo un mero invito o parere tecnico; pertanto, la richiesta di modifica del preventivo non può essere ritenuta come frutto di una libera determinazione del richiedente ai sensi dell'art. 7, comma 8, secondo periodo, del TICA.

Pertanto, se il produttore ottempera alla richiesta integrativa ricevuta dall'autorità competente per la VIA (*id est*, presentare una soluzione di connessione con il cavidotto interrato) nel termine dalla stessa indicato, il procedimento passa alla fase successiva dell'indizione della conferenza di servizi; diversamente, il procedimento deve esser *sic et simpliciter* archiviato: *tertium non datur*. E l'impossibilità di conseguire il titolo autorizzativo determina anche la decadenza della pratica di connessione ai sensi dell'art. 9, comma 11, del TICA.

L'Autorità ha, inoltre, sottolineato che la posizione del gestore risulta ancora più censurabile in quanto contraria al comportamento assunto in un precedente reclamo, in cui aveva preso atto che "*il parere reso dalla Regione nel verbale (...) possa essere assimilabile ad una prescrizione autorizzativa*"; infatti "*l'asserita differenza di fattispecie è smentita per tabulas dal fatto che – anche nel presente reclamo – viene in considerazione un verbale di Tavolo tecnico identico (...) quindi l'identica tipologia di atti ricorre in entrambe le fattispecie*". Pertanto, il gestore, in entrambe le decisioni in esame, ha tenuto una condotta difensiva non in linea con i principi generali di correttezza e buona fede, nonché con il principio c.d. di non contraddizione (*nemo venire contra factum proprium*).

Conseguentemente, è stato accertato che il tempo successivo alla scadenza del termine di emissione (*id est*, 60 giorni lavorativi dal ricevimento della richiesta di modifica) fino alla data effettiva di emissione si configura come ritardo dipendente da causa imputabile al gestore, con conseguente obbligo di corrispondere l'indennizzo automatico previsto dall'art. 14 del TICA.

Con la delibera 2 agosto 2022, 378/2022/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da VPD Solar 4 S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.a., relativo alla pratica di connessione identificata con il codice di rintracciabilità 275375047", l'Autorità ha chiarito i termini di applicazione dell'art. 9, comma 3, del TICA, che prevede, per le connessioni in media tensione, che entro 90 giorni lavorativi dalla data di accettazione del preventivo per la connessione il richiedente è tenuto a presentare la richiesta di avvio del procedimento autorizzativo unico comprensiva di tutta la documentazione, ivi compreso il progetto dell'impianto di rete per la connessione e degli eventuali interventi sulla rete esistente (ove previsti), validato dal gestore di rete, inviando contestualmente al medesimo gestore di rete una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà attestante l'avvenuta presentazione della richiesta di avvio del procedimento autorizzativo.

In via preliminare, si è preso quindi atto – pronunciando la cessata materia del contendere sotto tale profilo – che il gestore, nel corso dell'istruttoria, ha dichiarato che *"... il parere reso dalla Regione nel verbale del 17/11/2021 possa essere assimilabile ad una prescrizione autorizzativa..."*.

Nel merito, l'Autorità ha precisato la portata della previsione di garanzia presente nel sopracitato art. 9, comma 3, del TICA *"al netto del tempo necessario al gestore di rete per la validazione del progetto a decorrere dalla data di ricevimento del progetto definito dal richiedente"*, specificando che *"i giorni che il gestore impiega a validare il progetto da quando lo riceve – così come anche i giorni che il gestore impiega per chiedere eventuali integrazioni necessarie per la validazione – non si contano ai fini del compimento del termine dei suddetti 90 giorni: per cui l'originaria scadenza degli stessi (calcolata ab initio dalla accettazione del preventivo) si allunga di un numero di giorni lavorativi pari, appunto, a quelli impiegati dal gestore per chiedere eventuali integrazioni per (o per direttamente) validare il progetto"*. Non rientrano, invece, in tale previsione i giorni che il richiedente impiega per inviare la prima volta il progetto e le eventuali integrazioni.

Né risulta fondata l'asserzione del reclamante per cui il termine di 90 giorni lavorativi subirebbe una sospensione per il tempo necessario a effettuare una voltura della pratica di connessione. Nella decisione viene ribadito che nel TICA le cause di sospensione dei termini sono solo quelle previste dalle disposizioni del TICA stesso, per assolvere alla *"fissazione ex ante di regole chiare e certe circa l'effettiva latitudine dei correlati obblighi, garantendo in tal guisa, ed in definitiva, la certezza e la prevedibilità del quadro normativo ..."* (cfr. Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia, sede di Milano, sez. II, 30 maggio 2022, n. 1262).

È stato, infine, ritenuto irrilevante il fatto che il reclamante abbia presentato entro tale termine l'istanza di avvio dell'iter autorizzativo al competente ente, in quanto l'art. 9, comma 3, del TICA prescrive espressamente che entro detto termine sia presentata un'istanza corredata anche del progetto validato, affinché non si incorra nella decadenza del preventivo. Quindi, direttamente dal chiaro e univoco tenore letterale della suddetta disposizione (*in claris non fit interpretatio*) emerge che – tra la documentazione richiesta – vi è anche il progetto definitivo dell'impianto di rete per la connessione e degli eventuali interventi sulla rete esistente (ove previsti) validato dal gestore. Al riguardo, l'Autorità ha ricordato 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 di opere di rete, come tali destinate ad essere acquisite dal gestore e ad entrare a far parte del suo asset ...": un principio ormai consolidato espresso nelle decisioni giustiziali assunte con le delibere 27 ottobre 2020, 403/2020/E/eel, 25 giugno 2015, 298/2015/E/eel, e 12 febbraio 2019, 42/2019/E/eel.

Con la delibera 27 luglio 2022, 351/2022/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Chiron Energy Real Estate S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.a., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità T0737501", l'Autorità ha chiarito le modalità di determinazione del corrispettivo per la connessione, nel caso di un lotto di impianti con una potenza in immissione complessivamente richiesta maggiore di 6.000 kW. Nel caso in esame, si applicano le condizioni procedurali ed economiche, previste nella parte IV del TICA, relative alle connessioni alle reti in alta e altissima tensione, ai sensi dell'art. 18, comma 5, del TICA medesimo. Ciò significa che il parametro-soglia previsto dall'art. 26, comma 2, del TICA e indicato nella tabella 1 del TICA trova applicazione esclusivamente nel caso di connessioni in alta e altissima tensione che comportino la realizzazione di linee elettriche in alta e altissima tensione, come risulta dalla citata tabella 1; condizione che non si verifica nella Soluzione tecnica minima generale (STMG) del preventivo in questione, in quanto non comporta la realizzazione di linee in alta o altissima tensione. Pertanto, l'eventuale applicazione del parametro-soglia ne comporterebbe una moltiplicazione per un valore pari a zero, con conseguente sconto pari a zero in merito alla relativa parte del corrispettivo per la connessione di competenza del produttore.

Peraltro, l'Autorità ricorda che deve essere tenuto in debita considerazione il fatto che, come previsto dalla definizione di lotto di impianti di produzione (art. 1, comma 1, lett. x), del TICA) e come indicato dal gestore nel preventivo in questione, il servizio di connessione per gli impianti di produzione ricompresi nel lotto in esame è erogato in media tensione.

Nella decisione, infine, sono stati forniti chiarimenti in merito alla determinazione della tempistica per la realizzazione della connessione del lotto di impianti in esame. In particolare, poiché la STMG del preventivo prevedeva la realizzazione di due elettrodotti in media tensione per una percorrenza di circa 20,95 km complessivi, il gestore ha correttamente applicato l'art. 10, comma 1, del TICA, nel caso di connessioni alle reti in bassa e media tensione, che comporta che ai 90 giorni lavorativi previsti nel caso di lavori complessi si possano aggiungere 15 giorni lavorativi per 19,95 km (numero di km di linee in media tensione eccedenti il primo km), per un totale di 389 giorni lavorativi.

Con la delibera 12 luglio 2022, 309/2022/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Ingegneria Dinamika S.r.l.s. nei confronti di e-distribuzione S.p.a., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità T0738179", l'Autorità ha precisato i limiti entro cui il gestore di rete, a cui è rivolta una richiesta di connessione, possa essere ritenuto responsabile della mancata tempestiva emissione del preventivo, e quindi sia tenuto a erogare gli indennizzi automatici ai sensi dell'art. 14, comma 1, del TICA, nel caso in cui si renda necessario il coordinamento tra gestori di rete, dovendo la connessione essere effettuata a una rete diversa dalla rete gestita dal gestore di rete a cui è presentata la richiesta di connessione.

Nella fattispecie in esame, posto che la potenza in immissione richiesta era superiore a 1.000 kW, il gestore – ai sensi dell'art. 7, comma 1, lett. c), del TICA – aveva a disposizione 60 giorni lavorativi per il rilascio del preventivo

di connessione, al netto delle tempistiche necessarie al coordinamento tra gestori di rete, attivato ai sensi dell'art. 35 del TICA.

In particolare, ai sensi dell'art. 1, comma 1, lett. ll), del TICA, i 60 giorni di tempo per la messa a disposizione del preventivo per la connessione dovevano essere ricompresi tra la data di ricevimento della richiesta di connessione, corredata di tutte le informazioni, come definite nel TICA (*dies a quo*, dato rilevato), e la data di messa a disposizione del preventivo per la connessione (*dies ad quem*, dato non rilevato, in quanto il processo non si è concluso e la pratica è stata successivamente annullata su richiesta del produttore).

La decisione ha, inoltre, accertato che il primo gestore ha rispettato le tempistiche previste dall'art. 35 del TICA per l'attivazione del coordinamento tra gestori di rete, in quanto ha chiesto al secondo gestore l'attivazione della procedura di coordinamento entro 25 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della richiesta di connessione (nel caso specifico, anche prima della richiesta di connessione in questione) e ne ha dato comunicazione al richiedente entro la medesima tempistica (nel caso specifico, 3 giorni lavorativi dopo il ricevimento della richiesta di preventivo completa dell'integrazione).

Pertanto, l'Autorità ha verificato che non risulta imputabile al primo gestore alcun ritardo nell'emissione del preventivo di connessione e, di conseguenza, non sussiste il presupposto affinché il gestore medesimo sia tenuto a corrispondere al reclamante l'indennizzo automatico previsto dall'art. 14, comma 1, del TICA, richiamato dall'art. 35, comma 2, lett. c), del medesimo TICA.

Per converso, l'Autorità ha sottolineato che, secondo quanto disposto al paragrafo 2 della "Procedura di coordinamento tra gestori di rete ai sensi degli articoli 34 e 35 dell'allegato A alla delibera ARG/elt 99/08 (TICA)", il secondo gestore, *"entro 60 (sessanta) giorni lavorativi dalla data di ricevimento della comunicazione del primo gestore (al netto degli eventuali tempi necessari per l'integrazione delle informazioni), è tenuto a comunicare al primo gestore gli interventi di adeguamento/sviluppo da eseguire sulla propria rete"*.

Pertanto, sulla base delle evidenze istruttorie emerse nel corso del procedimento, l'Autorità ha ritenuto verosimile che sia stato il secondo gestore a non avere rispettato i 60 giorni lavorativi previsti dal suddetto paragrafo 2 della procedura di coordinamento, risultando inesitati anche i due solleciti del primo gestore a rispondere alla richiesta di attivazione del coordinamento tra gestori.

Di conseguenza, l'Autorità ha ritenuto opportuno raccomandare al secondo gestore, soggetto non destinatario del reclamo, di attuare tutte le azioni necessarie e di sua competenza per dare seguito alle disposizioni regolatorie, previste dall'art. 35, comma 2, lett. b), del TICA, e di erogare eventualmente – dopo le opportune verifiche del caso in questione e qualora non vi avesse già provveduto – l'indennizzo automatico di cui all'art. 14, comma 1, del TICA come previsto dall'art. 35, comma 2, lett. c) del medesimo TICA.

Servizio di misura

Con la delibera 21 giugno 2022, 264/2022/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da BM Energia S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.a. (impianto eolico associato al POD IT001E97645524)", l'Autorità ha chiarito alcuni aspetti delle modalità di rilevazione e registrazione delle interruzioni, da parte del gestore, ai sensi dell'art. 8 del

Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica (TIQE), evidenziando i casi in cui sono dovuti i rimborsi a titolo di indennizzi automatici ai sensi dell'art. 53 del medesimo TIQE.

In primis, l'Autorità ha ricordato che, in base all'art. 7, comma 1, del TIQE, l'impresa distributrice registra la causa di ogni interruzione, escluse le interruzioni con origine "sistema elettrico", secondo tre categorie: a) cause di forza maggiore; b) cause esterne; c) altre cause, intese come tutte le altre cause non indicate alle precedenti lettere a) e b), comprese le cause non accertate, anche con riferimento alle interruzioni non localizzate.

Al riguardo, l'Autorità ha poi evidenziato che, ai sensi dell'art. 20, commi 1 e 3 del TIQE, i rimborsi a titolo di indennizzi automatici vengono erogati esclusivamente con riferimento alle interruzioni con origine "altre cause", come definite dal citato art. 7, comma 1, del TIQE.

Nella fattispecie oggetto della presente decisione, l'Autorità ha accertato che il gestore ha correttamente registrato le interruzioni in quanto, dall'analisi dei "moduli IGB (Interruzioni e Guasti BT)" inviati dallo stesso, la discrepanza nella data e nell'orario di inizio delle interruzioni con origine sulla rete in bassa tensione (data e ora di fine delle interruzioni, invece, risultano sostanzialmente corrispondenti a quelle rilevate dal produttore) deriva dal fatto che i sistemi di monitoraggio del reclamante hanno registrato l'interruzione nel momento in cui è avvenuta, mentre il gestore – come disposto dall'art. 8, comma 3, del TIQE – documenta l'inizio delle interruzioni senza preavviso lunghe o brevi mediante annotazione, nell'elenco delle segnalazioni e chiamate telefoniche, dell'istante della prima segnalazione o chiamata telefonica.

Invece, nel caso delle interruzioni sulla rete in media tensione, essendo queste individuate mediante registrazione della prima apertura degli interruttori rilevata dal sistema di telecontrollo del gestore, come disposto dall'art. 8, comma 2, del TIQE, le indicazioni del reclamante risultano sostanzialmente corrispondenti a quelle del gestore.

Ne consegue che le durate delle interruzioni indicate dal gestore sono corrette e inferiori (8 ore) ai tempi massimi di ripristino dell'alimentazione – indicati nella tabella 9 del TIQE richiamata dall'art. 51, comma 4, del medesimo TIQE –, al superamento dei quali l'impresa distributrice è tenuta al versamento di un rimborso a titolo di indennizzo automatico a ogni utente coinvolto nell'interruzione (nel caso specifico, 12 ore per le interruzioni senza preavviso, risultando l'utenza in questione ubicata sul territorio di un comune la cui popolazione non supera i 5.000 abitanti, quindi in "bassa concentrazione"; 8 ore per le interruzioni con preavviso).

Settore del gas

Con riferimento al settore del gas, la decisione adottata dall'Autorità nel 2022 ha riguardato la tematica che segue.

Servizio di misura – allocazione dei volumi gas

Con la delibera 24 maggio 2022, 221/2022/E/gas, “Decisione del reclamo presentato da Estra Energie S.r.l. nei confronti di ATAC Civitanova S.p.a. (Cabina REMI 34653101)”, l’Autorità ha precisato gli obblighi del gestore in materia di misura e di *settlement* in caso di presunto malfunzionamento della cabina Remi.

In primo luogo, l’Autorità ha chiarito che segnalazioni di possibili anomalie, in merito all’adeguatezza dell’assetto di misura, riportate nei verbali di misura Snam relativi al gas consegnato presso la cabina Remi in questione, non necessariamente implicano inadeguatezza degli impianti di misura, malfunzionamenti o negligenza nella gestione.

Al riguardo, l’Autorità ha accertato che il gestore ha correttamente svolto le attività di conduzione previste dalla norma UNI 9571-2 (rif. par. 7.1) volte a garantire la corretta determinazione delle quantità di gas misurate dall’organo primario di misura (a titolo di esempio, tra cambi di diaframma ogni anno al fine di tenere conto dell’andamento stagionale delle portate da trattare e la variazione dell’assetto di rete al fine di impedire che nel periodo estivo ci siano prelievi di gas dalla cabina Remi).

Inoltre, l’Autorità osserva che il reclamante, al fine di accertare eventuali errori di misura, avrebbe ben potuto richiedere all’impresa distributrice, ai sensi del par. 11.2, lett. b) del codice di rete tipo, la verifica della correttezza dei dati rilevati presso il sistema di misura installato nel *city gate*.

Pertanto, non si ravvisano violazioni della regolazione imputabili al gestore nella misurazione dei volumi di gas presso la cabina Remi, risultando rispettate le disposizioni di carattere generale applicabili nei casi di anomalie della misura contenute al par. 11.2 del codice di rete tipo e non essendo emersi elementi che indichino che le misure evidenziate al di fuori del *range* valido siano ricollegabili a negligenza nella gestione del servizio da parte del gestore.

In via puramente incidentale, l’Autorità ha segnalato che con la delibera 23 novembre 2021, 512/2021/R/gas, ha approvato la regolazione del servizio di misura sulla rete di trasporto del gas naturale, definendo, tra l’altro, responsabilità e perimetro delle attività di *metering* e *meter reading*. In particolare, tra gli indicatori che caratterizzano l’attività di *metering* vi è anche quello relativo alla “Disponibilità del dato nel corretto campo di misura (*rangeability*)”, tematica che ha caratterizzato il reclamo oggetto della presente decisione. Peraltro, l’Autorità sottolinea che, anche nel nuovo quadro regolatorio che entrerà in vigore dal 1° gennaio 2024, il mancato rispetto dei livelli di servizio non costituirà di per sé violazione delle disposizioni regolatorie, ma esporrà il titolare dell’impianto al pagamento di corrispettivi economici.

Nella decisione si sottolinea, inoltre, che l’accertamento della non imputabilità al gestore di violazioni della regolazione relativa alla misurazione dei volumi di gas presso la cabina Remi comporta anche l’infondatezza della pretesa del reclamante di ricondurre a tali asseriti errori la causa degli “scostamenti a suo svantaggio tra i quantitativi di gas immesso e prelevato”.

Peraltro, l’Autorità ha precisato che la disciplina contenuta nel Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (TISG) non riporta indi-

cazioni circa i valori di delta *in-out* ritenuti più o meno ammissibili; ciò significa che la regolazione in materia di *settlement* non individua parametri oggettivi per determinare la correttezza degli esiti delle sessioni di bilanciamento e/o di aggiustamento.

Pertanto, la circostanza per cui – come lamentato dal reclamante – vi sono stati “*significativi scostamenti a danno della scrivente tra i quantitativi di gas immesso e prelevato*” non può essere assunta, di per sé, come indice di una violazione delle disposizioni in materia di *settlement*, ma va inquadrata nell’ambito di un fenomeno più generale legato alla prima applicazione della disciplina del *settlement* che ha presentato “*una serie di anomalie riguardanti, sostanzialmente, la differenza tra i quantitativi di gas immessi in ciascuna rete di distribuzione al punto di riconsegna della rete di trasporto (‘ReMi’) ed i quantitativi complessivamente prelevati dai clienti finali allacciati alla medesima rete*” (cfr. sentenza del Consiglio di Stato, sez. VI, n. 2260/2020).

Infine, sul tema del delta *in-out*, l’Autorità ha ritenuto utile segnalare – per quanto non impattante *ratione temporis* sugli eventi contestati nel reclamo in questione – la pubblicazione del documento per la consultazione 3 agosto 2021, 357/2021/R/gas, in cui si prevede il computo di una penalità a carico dell’impresa di distribuzione per valori macroscopicamente anomali del delta *in-out*, secondo un procedimento di calcolo illustrato nel medesimo documento.

Contenzioso

L’analisi degli esiti del contenzioso dell’anno 2022 (gennaio-dicembre) consente di valutare gli effetti del sindacato giurisdizionale sugli atti di regolazione dell’Autorità nei settori di propria competenza, sia con riguardo a profili sostanziali, sia con riguardo a quelli procedurali.

Per i dati relativi ai procedimenti giurisdizionali incardinati presso il Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia, sede di Milano, e presso il Consiglio di Stato, nel periodo compreso tra il 1997 e il 2022, si rinvia alle tavole 11.12 e 11.13, mentre per il dato relativo alla stabilità dell’azione amministrativa si rinvia alla tavola 11.14, dalla quale si può evincere, in termini statistici, l’indicazione sulla resistenza dei provvedimenti dell’Autorità al vaglio del sindacato giurisdizionale.

TAV. 11.12 *Esiti del contenzioso dal 1997 al 2022*

CONTENZIOSO	RIGETTO	ACCOGLIMENTO	ACCOGLIMENTO PARZIALE
Decisioni del TAR			
- su istanza di sospensiva	505	325	57
- di merito	1.496	388	337
Decisioni del Consiglio di Stato			
- su appelli dell’Autorità	259	203	54
- su appelli della controparte	303	57	103

Fonte: ARERA.

TAV. 11.13 Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2022

ANNO	N. RICORSI ^(A)	SOSPENSIVA			MERITO			APPELLO AUTORITÀ			APPELLO CONTROPARTE		
		ACCOLTI	ACCOLTI IN PARTE	RESPINTI	ACCOLTI	ACCOLTI IN PARTE	RESPINTI	ACCOLTI	ACCOLTI IN PARTE	RESPINTI	ACCOLTI	ACCOLTI IN PARTE	RESPINTI
1997	13	0	2	7	0	1	6	3	0	1	0	0	5
1998	25	0	4	11	3	4	9	0	0	1	2	0	1
1999	66	0	0	24	0	4	25	0	0	0	0	0	10
2000	51	2	0	23	16	0	18	10	3	1	1	0	8
2001	81	2	0	16	30	3	32	5	1	17	4	5	5
2002	87	13	5	6	31	10	37	2	0	9	3	2	3
2003	49	5	1	24	2	6	38	2	0	1	0	0	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	0	9
2006	255	48	0	88	5	4	10	20	0	3	0	0	2
2007	140	2	0	18	2	17	28	20	0	36	0	0	0
2008	131	2	0	5	11	17	74	21	0	7	2	0	17
2009	116	1	6	3	18	58	128	2	18	12	2	18	10
2010	204	3	0	3	13	17	48	10	1	6	0	4	13
2011	127	85	4	11	10	16	56	12	1	8	3	2	23
2012	176	10	0	53	23	18	81	13	4	24	5	4	24
2013	206	7	0	9	21	5	45	5	0	1	1	2	8
2014	169	5	0	15	14	18	70	5	1	2	0	0	15
2015	125	14	0	27	3	5	75	2	0	4	1	3	7
2016	199	2	1	14	18	9	101	5	0	19	3	0	9
2017	180	36	0	15	9	6	91	16	0	4	1	0	9
2018	83	42	0	23	19	1	89	11	1	8	5	2	23
2019	62	2	0	5	13	8	141	6	0	7	5	1	28
2020	144	4	0	14	3	9	68	8	3	5	0	38	24
2021	74	13	0	9	20	23	36	2	6	10	3	20	17
2022	1.081	13	1	13	32	13	49	3	7	21	9	1	22
TOTALE	4.160	325	57	505	388	337	1496	203	54	259	57	103	303

(A) Il numero dei ricorsi viene ricostruito facendo riferimento ai ricorsi incardinati nell'anno di riferimento, anche se eventualmente riferentisi a provvedimenti adottati l'anno precedente.

Fonte: ARERA.

TAV. 11.14 Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2022

ANNO	N. DELIBERE EMESSE	N. DELIBERE IMPUGNATE ^(***)	% DELIBERE IMPUGNATE SUL TOTALE DELLE EMESSE	N. DELIBERE ANNULLATE ^(**)	% DELLE DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE IMPUGNATE	% DELLE DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE EMESSE	N. RICORSI ^(*)
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	2,1	204
2011	505	28	5,5	9	32,1	1,8	127

(segue)

ANNO	N. DELIBERE EMESSE	N. DELIBERE IMPUGNATE (***)	% DELIBERE IMPUGNATE SUL TOTALE DELLE EMESSE	N. DELIBERE ANNULLATE (**)	% DELLE DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE IMPUGNATE	% DELLE DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE EMESSE	N. RICORSI (*)
2012	589	64	10,9	10	15,6	1,7	176
2013	646	82	12,7	17	20,7	2,6	206
2014	677	82	12,1	4	4,9	0,6	169
2015	668	88	13,2	17	19,3	2,5	125
2016	823	92	11,2	13	14,1	1,6	199
2017	928	189	20,4	79	41,8	8,5	180
2018	715	110	15,4	35	31,8	4,9	83
2019	580	42	7,2	5	11,9	0,9	62
2020	609	49	8,0	10	20,4	1,6	144
2021	639	66	10,3	16	24,2	2,5	74
2022	664	63	9,5	1	1,6	0,2	1.081
TOTALE	12.524	1.363	10,9	320	23,5	2,6	4.160

(*) Si intende il numero totale dei ricorsi pervenuti, inclusi anche quelli plurimi.

(**) Si intendono le delibere annullate, in tutto o in parte, in via definitiva.

(***) Si intende il numero di delibere emesse in quell'anno e impugnate nello stesso anno o in quello successivo con ricorso e motivi aggiunti.

Fonte: ARERA (dati disponibili al 31 dicembre 2022).

Su un totale di 12.524 delibere approvate dall'Autorità sin dal suo avvio (aprile 1997-31 dicembre 2022), ne sono state impugnate 1.363, pari al 10,9%, e ne sono state annullate in via definitiva (con sentenza passata in giudicato), in tutto o in parte, 320, pari al 23,5% del totale delle delibere impugnate e al 2,6% di quelle adottate. In termini statistici, l'indice di resistenza delle delibere dell'Autorità al controllo giurisdizionale si attesta attorno al 97,4%.

Nell'anno 2022 si è registrato un aumento del contenzioso in termini di numero di ricorsi rispetto all'anno precedente: 1.081 ricorsi nel 2022, rispetto ai 74 ricorsi nel 2021 (144 nel 2020). L'aumento del numero di ricorsi è dovuto, in larga parte, all'impugnazione, da parte dei produttori titolari di fonti rinnovabili, della delibera 21 giugno 2022, 266/2022/R/eel – di attuazione dell'art. 15-*bis* del decreto legge 27 gennaio 2022, n. 4 –, per un numero di circa 950 ricorsi. Segue come provvedimento maggiormente impugnato, come atto presupposto, la delibera 3 agosto 2021, 363/2021/R/rif, di approvazione del Metodo tariffario rifiuti (MTR-2) per il secondo periodo regolatorio 2022-2025 (24 ricorsi).

Le delibere definitivamente annullate degli anni 2020 (20,4%) e 2021 (24,2%) sono in parte delibere sanzionatorie annullate in primo e secondo grado per superamento del termine di conclusione del procedimento, in seguito al *revirement* della giurisprudenza amministrativa del Consiglio di Stato, a partire dalla sentenza n. 584/2021, che ha ritenuto tale termine perentorio.

Nel corso dell'anno 2022, 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. Nei prossimi paragrafi si procederà a 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

La maggior parte dei ricorsi notificati quest'anno ha avuto a oggetto la legittimità costituzionale e comunitaria dell'art. 15-*bis* del decreto legge n. 4/2022, che ha previsto l'applicazione di un meccanismo di compensazione a

due vie sul prezzo dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici di potenza superiore a 20 kW che beneficiano di tariffe fisse derivanti dal meccanismo del c.d. "conto energia", nonché sull'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonte idroelettrica, geotermoelettrica ed eolica che non accedono a meccanismi di incentivazione, entrati in esercizio in data anteriore al 1° gennaio 2010. Le modalità attuative di questa disposizione sono state affidate all'Autorità, che vi ha provveduto con la delibera 266/2022/R/eel. In data 1° dicembre 2022, sono stati pubblicati i dispositivi di sentenza del TAR Lombardia nn. 2675/2022, 2676/2022, 2677/2022, di annullamento della delibera 266/2022/R/eel, con tale motivazione: *"Il Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia (Sezione Prima), definitivamente pronunciando sul ricorso, come in epigrafe proposto, lo accoglie ai sensi di cui in motivazione e, per l'effetto, annulla gli atti impugnati"*. Con le ordinanze nn. 203, 204 e 205 del 18 gennaio 2023, il Consiglio di Stato, sez. II, ha accolto gli appelli dell'Autorità avverso i suddetti dispositivi, con tali motivazioni: *"la funzione affidata all'ARERA dall'art. 15-bis del d.l. 27 gennaio 2022 n. 4 (inserito dalla legge di conversione 28 marzo 2022, n. 25, e successivamente modificato) di disciplinare le modalità con le quali è data attuazione alle disposizioni in materia di applicazione di un meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell'energia da fonti rinnovabili rende partecipe l'Autorità della cura dell'interesse pubblico perseguito dal legislatore e ne giustifica l'interesse alla sospensione dell'esecutività del dispositivo; (...) – vertendosi di misura temporanea, destinata a operare soltanto fino al 30 giugno 2023, la mancata sospensione, nelle more, dell'esecutività del dispositivo impugnato finirebbe per vanificarne l'applicazione e quindi la finalità sopra vista, dato che il rinnovo del procedimento non potrebbe ragionevolmente prescindere dalla conoscenza delle motivazioni dell'annullamento, non ancora pubblicate, e quindi interverrebbe con ulteriore ritardo"*.

In tema di sessione di aggiustamento del *settlement* gas (delibera 5 ottobre 2017, 670/2017/R/gas), con la sentenza n. 2260/2022, il Consiglio di Stato, sez. VI, ha precisato come *"la fonte legislativa primaria ha conferito all'autorità l'identica funzione regolatoria che deve avvenire nei termini e con l'estensione propria dello strumento legislativo"*, risultando evidente e logico che, *"quando ricorrono determinate circostanze (eccezionali e con i limiti individuati dalla Corte Costituzionale, come correttamente analizzato dal TAR adito)"*, la stessa Autorità è legittimata, come nel caso di specie, ad adottare atti regolatori che producano effetti retroattivi. Inoltre, la medesima sentenza ha chiarito che: *"non essendo possibile che una rete di distribuzione consenta di prelevare più gas di quanto ne è stato immesso, nessun operatore professionale può ragionevolmente pensare di vendere ai clienti finali un quantitativo di gas naturale, come risultante dai dati di misura presso i medesimi clienti, superiore a quello acquistato ed effettivamente immesso nella rete di distribuzione"*; *"La ratio del settlement contiene in re ipsa la retroazione degli effetti delle rettifiche delle partite economiche, muovendo dal principio che la sessione di aggiustamento interviene su partite relative a periodi passati: si vuole determinare partite fisiche ed economiche confrontando i dati delle sessioni di bilanciamento con nuovi dati di misura, qualora nelle sessioni di bilanciamento vengono effettuate assunzioni sulla base di profilazioni degli utenti. L'aggiustamento risulta quindi senza comprovata alternativa"*.

Regolazione tariffaria e delle infrastrutture

Per quanto riguarda le competenze dell'Autorità – di derivazione comunitaria – in materia di regolazione del servizio di distribuzione del gas (delibera 24 novembre 2016, 687/2016/R/gas), per il Consiglio di Stato, sez. V, sentenza n. 2651/2022, *"Si premette in linea generale che ARERA esercita in subiecta materia (determinazione delle tariffe) competenze riservate ed esclusive, come pure correttamente messo in evidenza nella sentenza di primo grado. Si veda al riguardo quanto previsto dall'art. 41 della direttiva 2009/73/CE in materia di mercato*

interno del gas naturale". La medesima sentenza ha poi precisato come le osservazioni dell'Autorità ai bandi di gara per l'affidamento del servizio costituiscano "pareri vincolanti nell'an ma non anche nel quid. È necessario il coinvolgimento, in altre parole, ma non anche il recepimento delle osservazioni che – se del caso – l'Autorità di settore (ARERA) riterrà di formulare in funzione proprio di 'validazione orientativa'".

In materia di trattamento tariffario dei contributi privati di allacciamento alla rete di distribuzione (delibera 19 marzo 2019, 98/2019/R/gas), il Consiglio di Stato, sez. VI, con la sentenza n. 2111/2022, ha espresso alcuni principi in materia di legalità procedimentale: "il carattere del tutto fondante che il rispetto della legalità in senso procedimentale riveste nell'ambito della legittimazione dell'esercizio delle attività di regolazione delle Autorità indipendenti non ammette lo svolgimento ex post di un giudizio controfattuale (o di prognosi postuma) circa gli esiti che la pur doverosa partecipazione avrebbe prodotto laddove fosse stata correttamente ammessa [...] Ne consegue che, se da un lato il mancato rispetto delle richiamate garanzie e regole procedurali determini ex se l'illegittimità dell'atto regolatorio finale, senza che sia possibile invocare il ricorso al richiamato giudizio di carattere controfattuale, dall'altro lato e parallelamente, il rispetto delle garanzie e regole procedurali esclude parimenti il giudizio controfattuale rispetto a quanto auspicato dalla parte e non condiviso dall'Autorità". Nel merito del rigetto dell'istanza di rettifica: "Non appare compatibile con le finalità della disciplina in esame, in ambito tariffario di attività soggette a regolazione per evidenti profili di interesse pubblico, il consentire al distributore di scegliere la fonte contabile obbligatoria da utilizzare ai fini della determinazione tariffaria...", "poiché il metodo del costo storico rivalutato si fonda su un regime individuale e non presuntivo che consente alle imprese di determinare, qualora dispongano di regolare documentazione contabile, il capitale investito tenendo conto dei costi effettivamente e concretamente sostenuti secondo calcoli definiti nel dettaglio dalla predetta deliberazione". Ciò in coerenza con gli obiettivi della trasparenza e della stabilità della tariffa che consentono di contemperare il principio di copertura dei costi con la tutela dei consumatori finali (cfr. art. 1, comma 1, della legge 14 novembre 1995, n. 481).

Sempre in materia di rettifiche e rideterminazioni delle tariffe di distribuzione del gas naturale (delibera 18 dicembre 2014, 633/2014/R/gas), il Consiglio di Stato, sez. II, con la sentenza n. 10805/2022, ha affermato che soltanto in base allo stato patrimoniale, che contiene la rappresentazione a una certa data di un cespite, è possibile acquisire determinate notizie e, conseguentemente, stabilire se il cespite può essere inserito nella RAB (Regulatory Asset Base) per essere remunerato in tariffa. Secondo il Collegio "la scelta dell'impresa di fare ricorso al conto economico non solo riflette una sua implicita giustificazione contabile, secondo ineludibili principi di razionalità economica, ma non riflette una facoltà liberamente esercitabile". Sul punto, il Collegio cita il precedente secondo cui: "Non appare compatibile con le finalità della disciplina in esame, in ambito tariffario di attività soggette a regolazione per evidenti profili di interesse pubblico, il consentire al distributore di scegliere la fonte contabile obbligatoria da utilizzare ai fini della determinazione tariffaria...", nel senso che "soltanto lo stato patrimoniale possa rappresentare con chiarezza la situazione di un determinato cespite, soprattutto se destinato ad un utilizzo pluriennale (come gli allacciamenti alla rete del gas)". In altre parole: la scelta tra i documenti contabili obbligatori da parte del distributore, stante anche la diversa natura delle fonti, non può risultare mai neutra ai fini tariffari.

In tema di premi/penalità relativi al servizio di pronto intervento gas (delibera 22 dicembre 2020, 567/2020/R/gas), la sentenza n. 2927/2022 del Consiglio di Stato, sez. II, ha ritenuto, con riguardo all'utilizzo della prassi c.d. degli "stracci bagnati", che "proprio l'impossibilità del personale del centralino di pronto intervento di controllare e di verificare l'asserita specifica professionalità che dovesse essere stata dichiarata dal segnalante fa sì che l'impresa di distribuzione non fosse esonerata dall'impartire comunque istruzioni essenziali a tutela della sicurezza e

dell'incolumità del chiamante e dei terzi, tanto che le stesse indicazioni comportamentali fornite ai propri operatori dalla società appellata nelle proprie linee guida (doc. 9 di primo grado) non fanno distinzioni soggettive e giammai si risolvono nella sola indicazione di mettere uno straccio bagnato sulla dispersione qualora fosse stata individuata (imponendo anche di raccomandare di non azionare interruttori, campanelli elettrici ed apparati telefonici, di non fumare e non usare fiamme libere, di chiudere eventuali rubinetti e valvole di intercettazione, di mantenere lontano dalla dispersione eventuali persone presenti, ecc.)".

In materia di riconoscimento dell'extra remunerazione sugli investimenti (delibera 10 marzo 2016, 98/2016/R/gas), il Consiglio di Stato, sez. VI, in riforma della sentenza del TAR Lombardia n. 2430/2019, con la sentenza n. 1085/2022, ha precisato che: *"a fronte della pacifica qualificazione dell'extra remunerazione come un beneficio peculiare riconosciuto sulla scorta di specifiche spese di investimento e miglioramento, non appare condivisibile la sostanziale inversione dell'onere della prova derivante dalla impostazione seguita dalla sentenza impugnata (come se la determinazione tariffaria avesse una valenza sanzionatoria, il che non è) e dall'accoglimento delle tesi di parte ricorrente svolte in prime cure".* Il Collegio, dunque, precisa che a fronte dello svolgimento di una verifica a campione e dell'accertamento dell'inattendibilità delle voci oggetto di verifica, è la parte che intende beneficiare della prevista rideterminazione delle tariffe in termini di extra remunerazione a dovere dimostrare la correttezza totale dei dati richiesti (*n.d.r.*, principio di vicinanza dell'onere della prova). Secondo il Consiglio di Stato, appare pienamente logico e coerente un sistema che in via ordinaria semplifichi la procedura, con la responsabilizzazione della prospettazione proveniente dall'impresa e la verifica a campione, ma che, dinanzi al sorgere di elementi di inattendibilità di tale prospettazione, imponga l'ordinaria dimostrazione, in capo alla stessa parte richiedente la piena e completa dimostrazione dei presupposti in apparenza carenti.

Servizio idrico integrato

In tema di mancato riconoscimento degli oneri finanziari sui conguagli (delibera 28 dicembre 2012, 585/2012/R/idr), il Consiglio di Stato, sez. II, con le sentenze nn. 5428 e 5431 del 2022, disattendendo i precedenti della sez. VI, nn. 8079/2020, 8354/2020, 8502/2020, 645/2021, 732/2021, 731/2021, 768/2021 e 4914/2021 e quello, più recente, della stessa sez. II, n. 4142/2022, ha ritenuto legittima la previsione del Metodo, con tale motivazione: *"deve rilevarsi la ragionevolezza (o, in ogni caso, la non manifesta irragionevolezza) della scelta dell'Autorità di disporre dei dati effettivi e certificati relativi ai volumi di vendita al fine di procedere ai conguagli, essendo preferibile un sistema di certezza basata sui consuntivi che un sistema aleatorio basato sulle previsioni. Inoltre la rischiosità dell'attività di gestione del servizio idrico integrato è già considerata dal valore tariffario beta, il quale, ai sensi dell'art. 18.3 dell'Allegato 'A' va moltiplicato con l'ERP (equity risk premium, overosia il premio per il rischio di mercato), che peraltro si reputa ragionevolmente quantificato, così come motivatamente affermato da un collegio verificatore in analogo giudizio (ricorso n. 7900 del 2014) trattato dal Collegio nella stessa udienza di discussione".* Tali precedenti sono stati poi confermati anche dalle sentenze del Consiglio di Stato, nn. 10726, 10727, 10728, 10729 e 10843 del 2022, con riguardo alla delibera 27 dicembre 2013, 643/2013/R/idr, ritenendo che: *"Inoltre ai sensi dell'art. 1282 c.c. la natura liquida di un credito è condizione perché sullo stesso maturino interessi; non sarebbe, nel caso di specie, corretto ritenere che il 'titolo' matura nel corso dell'anno in cui viene effettuata la fornitura, dal momento che per l'utente la richiesta di una maggior somma per conguagli trova titolo solamente nella tariffa determinata dall'Ente d'ambito, mentre sotto il profilo regolatorio le evidenze di bilancio dell'anno di riferimento rilevano ai fini delle tariffe per l'anno medesimo + 2. E ancora, laddove si riconoscessero gli oneri finanziari sui conguagli a favore del gestore ed a spese degli utenti occorrerebbe – in base al principio di reciprocità – prevederne l'applicazione*

a favore degli utenti medesimi (e, quindi, quali interessi passivi a carico del gestore) nel caso di conguagli di segno negativo. Il riconoscimento di oneri finanziari sui conguagli si porrebbe inoltre in contrasto con i principi contabili, dal momento che si riferirebbero a ricavi non iscritti in bilancio nell'anno di riferimento ed in quello immediatamente successivo (dal momento che se ne prevede l'imputazione nell'anno interessato + 2), cosicché nel bilancio del gestore si rileverebbe un tasso di interesse in assenza della voce riferita ai relativi ricavi, andando così a incidere sulla veridicità della rappresentazione della dinamica aziendale".

Servizio integrato dei rifiuti

In materia di regolazione del ciclo dei rifiuti urbani e assimilati (MTR-2) (delibera 363/2021/R/rif), con la sentenza n. 682/2022, il TAR Lombardia ha giudicato puntuali le ragioni per cui l'Autorità ha ritenuto di escludere dalla regolazione il mercato della selezione di imballaggi in cui è operativa la ricorrente, evidenziando che: "Anche in sede procedimentale, l'istante ha prodotto osservazioni generiche, senza peraltro depositarle in giudizio, non contestando le specifiche ragioni addotte da ARERA per escludere dall'ambito regolatorio il settore in cui la stessa è operativa, limitandosi infatti a dedurre la persistente mancanza di chiarezza sul campo applicativo della intervenenda delibera, e richiamando l'attenzione dell'Autorità sulla necessità di parametrare le proprie politiche al principio di realtà del mercato ed ai principi di legge (riconoscimento dei costi efficienti e concorrenza), e su una serie di ingiustificati vantaggi ipotizzati per i Gestori Integrati, vantaggi suscettibili (in assenza delle norme di unbundling, dalla stessa ARERA preannunciate da ormai 4 anni) di pregiudicare la concorrenza sui mercati a valle della filiera".

Mercati retail

In materia di compensazione dei costi fissi sostenuti dagli esercenti il servizio di maggior tutela (delibera 16 febbraio 2017, 69/2017/R/eel), il Consiglio di Stato, sez. VI, con sentenza n. 2558/2022, ha affermato che: "l'adeguata compensazione dei costi sostenuti dall'operatore in ragione dell'esercizio di tale servizio pubblico", vale a dire il servizio di maggior tutela, "che ha anche funzione di servizio universale, è imposta dalla stessa giurisprudenza comunitaria, secondo cui la compensazione non può eccedere quanto necessario per coprire interamente o in parte i costi originati dall'adempimento dell'obbligo di servizio pubblico, tenendo conto di un margine di utile ragionevole per il suddetto adempimento, affinché non venga concesso all'impresa alcun vantaggio che falsi o minacci di falsare la concorrenza, rafforzando la posizione concorrenziale di tale impresa (cfr. Corte di Giustizia, 17 luglio 2008, causa C-206/06, Essent Netwerk Noord BV)". La sentenza n. 2558/2022 ha altresì confermato che "la mera distanza nel tempo tra la fase di consultazione e il provvedimento dell'Autorità non rende lo stesso ex se illegittimo, se non nella misura in cui si deduca e dimostri l'insorgenza di sopravvenienze rilevanti che impongano l'apertura di un supplemento di consultazione Inoltre, non risulta prospettabile un obbligo di necessaria corrispondenza tra il documento di consultazione e la decisione finale dell'Autorità. Il documento assolve, infatti, ad una finalità partecipativa e serve ad attuare il principio di legalità procedimentale che, come evidenziato da costante giurisprudenza, si sostanzia, tra l'altro, nella previsione di varie forme di coinvolgimento degli operatori del settore nell'ambito del procedimento di formazione degli atti regolamentari. La decisione finale rimane, tuttavia, prerogativa precipua dell'Autorità che, nell'ambito delle proprie valutazioni, può ben modificare il precedente avviso espresso nel documento (cfr. anche Cons. St. n. 2521/2012), potendosi anzi affermare che modifiche parziali della decisione finale siano proprio il portato della partecipazione dei soggetti interessati".

In materia di garanzie relative agli oneri generali di sistema (delibera 2 febbraio 2021, 32/2021/R/eel), con la sentenza n. 4127/2022, il Consiglio di Stato, sez. VI, ha precisato che gli oneri generali di sistema non hanno natura di imposta indiretta ma *“sono una componente tariffaria dell’energia elettrica prevista dalla legge con lo scopo di finanziare attività di interesse generale”*, in particolare tenendo conto del sistema di riscossione, che il Collegio definisce *“‘a catena’ e ‘a risalita’, dal mercato finale a quello intermedio della filiera elettrica, rappresentando una maggiorazione del corrispettivo tariffario del contratto di fornitura e del contratto di trasporto”*. La sentenza ha evidenziato come, *“mentre nel caso di pagamento periodico delle fatture del servizio di trasporto il venditore procede ad una mera anticipazione degli oneri in questione (conformemente a quanto previsto dall’art 3, comma 11, d.lgs. 79/1999, che include gli oneri generali di sistema nel corrispettivo degli operatori per l’accesso alla rete), per poi recuperarli per la totalità dal cliente finale, che rimane unico obbligato, nel caso di prestazione della garanzia si realizza – con riferimento agli oneri che sono fatturati al venditore, ma che questo non ha riscosso e non riscuoterà dall’utente finale – una vera e propria traslazione a titolo definitivo dell’obbligazione pecuniaria in capo ad un soggetto passivo diverso da quello indicato dalla legge”*. Per il Consiglio di Stato, *“la garanzia infatti è un collaterale del credito del distributore che rimane estraneo al sistema di riscossione degli OGdS (cliente finale-venditore-distributore), sicché, a fronte dell’escussione della medesima (come pure nel caso di risoluzione per mancato versamento degli oneri), la quota di oneri non riscossi rimane definitivamente a carico del venditore, ossia di un soggetto diverso da quello obbligato ex lege. La garanzia, in altri termini, non è più funzionale alla copertura dell’esposizione debitoria di uno dei contraenti, ma diviene uno strumento con cui si trasferisce, in via generale con atto di regolazione dell’Autorità, sul venditore il rischio dell’inadempimento del cliente finale che è terzo rispetto al contratto di trasporto”*.

Contenzioso post sanzioni

In materia sanzionatoria, si deve confermare il *revirement* della giurisprudenza sulla natura del termine di conclusione dei procedimenti sanzionatori, inaugurato con la sentenza n. 584/2021 del Consiglio di Stato. Secondo il Consiglio di Stato, il termine di chiusura è perentorio: *“In proposito si rileva che questo Consiglio ha più volte recentemente precisato – in sintonia con analoghe statuizioni del giudice amministrativo su sanzioni di altre autorità amministrative indipendenti e con un iter argomentativo e un approdo ermeneutico da cui il Collegio non intende discostarsi – che il termine di conclusione del procedimento sanzionatorio fissato dall’ARERA è perentorio anche indipendentemente da una sua espressa qualificazione in tal senso o da indicazioni in senso contrario emesse dalla medesima Autorità, sicché la sua violazione comporta l’illegittimità della misura inflitta”* (sentenze del Consiglio di Stato nn. 6588/2022, 2927/2022, 5578/2022, 5365/2022, 4222/2022, 4216/2022, 4117/2022, 4118/2022, 3737/2022, 3584/2022, 1723/2022, 1649/2022, 11340/2022).

Il TAR Lombardia ha confermato il proprio orientamento circa la natura ordinatoria del termine di conclusione del procedimento sanzionatorio, pur ricollegando all’eccessiva durata dell’istruttoria una causa di illegittimità della sanzione finale (sentenze nn. 2791/2022, 1986/2022, 1966/2022, 1967/2022, 1838/2022, 2822/2022, 1973/2022, 2474/2022, 2791/2022, 1926/2022, 1932/2022, 1931/2022, 1930/2022, 1946/2022, 1914/2022, 1642/2022, 1643/2022).

In tema di sanzioni in materia di titoli di efficienza energetica (delibera 5 maggio 2011, 57/2011 – VIS), il Consiglio di Stato, sez. II, con sentenza n. 6473/2022, ha ricordato che: *“Nelle sanzioni amministrative è necessaria e sufficiente la coscienza e volontà della condotta attiva od omissiva, senza che occorra la concreta dimostrazione*

del dolo o della colpa, giacché l'art. 3 della L. n. 689 del 1981 pone una presunzione di colpa in ordine al fatto vietato a carico di colui che lo abbia commesso, riservando poi a questi l'onere di provare di aver agito senza colpa (Cons. Stato, sez. VI, 10 aprile 2020, n. 2366)"; nel caso di specie, "l'omissione è stata consapevole": "Ciò tanto più in quanto i dati relativi ai PdR rientrano nella sfera di disponibilità (e quindi di responsabilità) dell'appellante e, pertanto, nell'ambito di diligenza della stessa. Infine, la società appellante ha omesso la comunicazione anche del dato relativo al numero di clienti finali, di cui si palesa difficile, e non dimostrata, sostenere l'assenza e l'inaffidabilità".

In tema di maggiorazioni ex art. 27 della legge 24 novembre 1981, n. 689, con sentenza n. 7155/2022, il Consiglio di Stato, sez. II, in merito alla prova della colpevolezza in materia di ritardo nel pagamento, ha affermato che: *"Ad ogni modo, in relazione alle sanzioni amministrative – e coerentemente anche alle loro maggiorazioni ex lege – sussiste una presunzione di colpa del trasgressore per il mero fatto del ritardo del pagamento della sanzione, incombando su tale soggetto l'onere di dimostrare l'assenza di colpevolezza, il che nella vicenda de qua non è concretamente avvenuto e sarebbe, in ogni caso, difficilmente configurabile, trattandosi un'imposizione esecutiva di pagamento di una sanzione, in cui non vi erano ragionevoli dubbi sulla sussistenza di un obbligo di immediato pagamento anche in presenza di un ricorso giurisdizionale, in mancanza di una sospensione dell'esecutività del provvedimento sanzionatorio, successivamente disposta transitoriamente un anno e mezzo dopo la sua emissione e cessata dopo meno di otto mesi".*

Verifiche ispettive

In materia di verifiche ispettive, seguiti amministrativi e recupero degli indebiti benefici riconosciuti in base al regime incentivante di cui al provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi (CIP) 29 aprile 1992, n. 6, si segnala la sentenza n. 9/2022 del Consiglio di Stato, sez. VI, che ha precisato che l'art. 56, comma 7, lett. a), del decreto legge 16 luglio 2020, n. 76, convertito con modificazioni in legge 11 settembre 2020, n. 120, che ha ulteriormente modificato l'art. 42, comma 3, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, non può trovare applicazione rispetto ai provvedimenti dell'Autorità, dal momento che le previsioni introdotte dalla novella, stante il loro chiaro tenore letterale, si riferiscono ai soli incentivi previsti dallo stesso decreto legislativo n. 28/2011 e al solo GSE: *"risulta dirimente il fatto che le stesse non possono trovare applicazione rispetto ai provvedimenti dell'Autorità, dal momento che, stante il loro chiaro tenore letterale, le stesse si riferiscono ai soli incentivi previsti dallo stesso DLgs n. 28/2011 ed al solo GSE (cfr. art. 42, comma 3, così come modificato: 'il GSE in presenza dei presupposti di cui all'articolo 21-nonies della legge 7 agosto 1990 n. 241 dispone il rigetto dell'istanza ovvero la decadenza dagli incentivi, nonché il recupero delle somme già erogate'; ma anche la disposizione che estende l'applicazione della predetta norma ai procedimenti in corso, secondo la quale: 'Il GSE, preso atto della documentazione già nella propria disponibilità e di eventuale documentazione integrativa messa a disposizione dal proponente, dispone la revoca del provvedimento di annullamento entro il termine di 60 giorni consecutivi dalla data di presentazione dell'istanza a cura del soggetto interessato'). Il procedimento in esame – avente ad oggetto gli incentivi CIP 6 che hanno fonte nella legge n. 9 del 1991 – è di competenza dell'ARERA che, difatti, ha emanato il provvedimento impugnato, oltretutto anche in parziale difformità rispetto ai rilievi del GSE, al quale, nella specifica materia in esame, è demandata solo un'attività di natura istruttoria".*



CAPITOLO

12



**ATTUAZIONE DELLA
REGOLAZIONE,
COMUNICAZIONE,
ORGANIZZAZIONE
E RISORSE**

INTERSETTORIALE

Attività propedeutica alla regolazione e provvedimenti adottati

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 2022 sono stati pubblicati 44 documenti per la consultazione (Tav. 12.1), in linea con il dato dell'anno precedente (nel 2021 sono stati pubblicati 45 documenti per la consultazione) e superiore al numero registrato in precedenza (36 nel 2020, 40 nel 2019 e 38 nel 2018). La durata media delle consultazioni nel 2022 è stata di 39 giorni, in linea con quella dell'anno precedente.

A livello settoriale, con riferimento ai settori energetici, 12 documenti per la consultazione pubblicati nel 2022 hanno avuto a oggetto proposte di regolazione relative al settore del gas e 19 documenti per la consultazione hanno presentato orientamenti per interventi regolatori nel settore dell'energia elettrica, compreso il volume del Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE), sottoposto a consultazione per una durata di tre mesi in ragione della complessità e vastità della materia trattata. In aggiunta, ulteriori 6 documenti per la consultazione hanno avuto a oggetto aspetti della regolazione trasversali ai settori dell'energia elettrica e del gas naturale. In relazione ai settori ambientali, sono stati adottati: un documento per la consultazione nel settore del servizio idrico integrato, 2 documenti per la consultazione nel settore del ciclo dei rifiuti e i rimanenti 2 hanno riguardato proposte di intervento per il servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento. Infine, l'Autorità ha adottato ulteriori due documenti di consultazione concernenti gli adempimenti anticorruzione e trasparenza, incluso il Codice etico e di comportamento.

Nel 2022, 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. In particolare, sono state condotte consultazioni plurime, che hanno riguardato i principali ambiti su cui è intervenuta l'Autorità nel corso dell'anno, quali, tra gli altri, la regolazione per la prima applicazione in via urgente delle agevolazioni tariffarie alle imprese a forte consumo di gas naturale dal 1° aprile 2022, la riforma del processo di conferimento della capacità di trasporto del gas naturale, la regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione e, non ultima, l'introduzione dell'approccio ROSS-base in relazione ai metodi e criteri di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale per la determinazione del costo riconosciuto per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas.

TAV. 12.1 Documenti per la consultazione adottati nel 2022 (gennaio-dicembre)

DATA	RUBRICA	SETTORE	TITOLO
8 febbraio 2022	45/2022/R/eel	Elettricità	Servizio a tutele graduali per le microimprese del settore dell'energia elettrica di cui all'art. 1, comma 60, della legge 4 agosto 2017, n. 124. Orientamenti per la definizione della regolazione del servizio e delle modalità di identificazione degli esercenti

(segue)

DATA	RUBRICA	SETTORE	TITOLO
15 febbraio 2022	59/2022/R/gas	Gas	Modalità operative per la prima applicazione in via urgente delle agevolazioni tariffarie alle imprese a forte consumo di gas naturale (imprese "gasivore") a decorrere dal 1° aprile 2022. Prima attuazione del decreto del Ministro della transizione ecologica n. 541/2021
15 marzo 2022	105/2022/R/gas	Gas	Fornitori di ultima istanza e fornitori del servizio di <i>default</i> distribuzione del gas naturale. Orientamenti per l'adeguamento delle condizioni economiche di erogazione del servizio
29 marzo 2022	133/2022/R/eel	Elettricità	Orientamenti per l'attuazione dell'art. 15- <i>bis</i> del decreto legge 27 gennaio 2022, n. 4, in merito a interventi sull'elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili
5 aprile 2022	156/2022/R/eel	Elettricità	Orientamenti in materia di erogazione del servizio di dispacciamento alle utenze connesse ai sistemi di distribuzione chiusi, in ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato nn. 4346/2021, 4347/2021 e 4348/2021
5 aprile 2022	157/2022/R/gas	Gas	Orientamenti finali in tema di riforma del processo di conferimento della capacità di trasporto
26 aprile 2022	184/2022/R/idr	Idrico	Orientamenti per il riesame di taluni criteri per l'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie del servizio idrico integrato
17 maggio 2022	213/2022/R/gas	Gas	Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (6PRT) – Orientamenti iniziali
31 maggio 2022	244/2022/R/tlr	Teleriscaldamento	Requisiti minimi dei misuratori del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento
14 giugno 2022	260/2022/R/tlr	Teleriscaldamento	Orientamento in merito alle modalità di esercizio del diritto di recesso da sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento non efficienti
28 giugno 2022	284/2022/R/eel	Elettricità	Sistemi di <i>smart metering</i> di seconda generazione (2G) per la misura di energia elettrica in bassa tensione – Modifiche transitorie alla regolazione per gli effetti della pandemia da Covid-19 e della carenza di semiconduttori
28 giugno 2022	288/2022/R/eel	Elettricità	Orientamenti in materia di definizione di un meccanismo automatico per il recupero degli importi dovuti e non versati da parte di gestori di sistemi di distribuzione chiusi a seguito della ritardata applicazione della regolazione vigente in materia di sistemi di distribuzione chiusi
28 giugno 2022	290/2022/R/eel	Elettricità	Orientamenti in merito alla centralizzazione nel Sistema informativo integrato delle richieste di attivazione, disattivazione, sospensione per morosità e riattivazione nel settore elettrico
5 luglio 2022	303/2022/R/eel	Elettricità	Modifiche e integrazioni alla regolazione sulle risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, in materia di tasso di remunerazione del capitale nel regime di reintegrazione e di gestione delle immobilizzazioni soggette ad ammortamento accelerato nel medesimo regime
12 luglio 2022	317/2022/R/com	Elettricità/gas	Ambito di applicazione dell'approccio ROSS e criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo l'approccio ROSS-base – Orientamenti
19 luglio 2022	336/2022/R/gas	Gas	Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (6PRT) – Orientamenti sui criteri di incentivazione ed efficientamento dell'esercizio e dello sviluppo della rete di trasporto del gas naturale

(segue)

DATA	RUBRICA	SETTORE	TITOLO
19 luglio 2022	337/2022/R/gas	Gas	Criteri per la formulazione delle osservazioni ai bandi di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale <i>ex art. 114-ter</i> del decreto legge 19 maggio 2020, n. 34
26 luglio 2022	360/2022/R/eel	Elettricità	Sistemi di <i>smart metering</i> di seconda generazione (2G) per la misura di energia elettrica in bassa tensione. Aggiornamento delle direttive per il riconoscimento dei costi per le imprese distributrici con oltre 100.000 punti di prelievo
2 agosto 2022	385/2022/R/gas	Gas	Modalità operative per l'applicazione delle agevolazioni tariffarie alle imprese a forte consumo di gas naturale (imprese "gasivore") a decorrere dal 1° gennaio 2023
2 agosto 2022	390/2022/R/eel	Elettricità	Orientamenti in materia di configurazioni per l'autoconsumo previste dal decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 e dal decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210
2 agosto 2022	391/2022/R/eel	Elettricità	Orientamenti in materia di integrazione della disciplina regolatoria definita dalla delibera dell'Autorità 16 marzo 2021, 109/2021/R/eel
2 agosto 2022	392/2022/R/eel	Elettricità	Orientamenti per la sperimentazione di un sistema di auto-dispacciamento a livello locale di cui all'art. 23, comma 3, del decreto legislativo n. 210/2021 e dell'auto-bilanciamento di cui all'art. 14, comma 10, lett. e), del medesimo decreto legislativo
2 agosto 2022	393/2022/R/eel	Elettricità	Criteri e condizioni per il sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico
6 settembre 2022	412/2022/R/eel	Elettricità	Intervento urgente in materia di conguaglio di <i>load profiling</i>
13 settembre 2022	422/2022/R/eel	Elettricità	Sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica – Aggiornamento delle disposizioni e dei requisiti minimi per il Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale
13 settembre 2022	423/2022/R/gas	Gas	Aggiornamento delle direttive per le connessioni degli impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale in attuazione delle disposizioni di cui all'art. 37 del decreto legislativo n. 199/2021
22 settembre 2022	441/2022/R/com	Elettricità/gas	Aggiornamento della regolazione della bolletta 2.0: ulteriore maggiore trasparenza e sistematizzazione delle comunicazioni dell'Autorità
27 settembre 2022	449/2022/R/eel	Elettricità	Iniziative regolatorie a supporto della progressiva decarbonizzazione dei consumi e per l'attuazione delle disposizioni contenute nei decreti legislativi nn. 210/2021 e 199/2021 in tema di mobilità elettrica
13 ottobre 2022	494/2022/R/com	Elettricità/gas	Disposizioni per la rimozione del servizio di tutela del gas naturale, la definizione delle condizioni di fornitura del gas naturale ai clienti vulnerabili e l'adeguamento di obblighi informativi per l'energia elettrica e il gas
18 ottobre 2022	502/2022/R/gas	Gas	Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (6PRT) – Orientamenti finali
25 ottobre 2022	533/2022/R/eel	Elettricità	Revisione delle disposizioni in merito alla decorrenza del trattamento orario dei punti di prelievo e di immissione ai fini della regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (<i>settlement</i>)
15 novembre 2022	571/2022/R/gas	Gas	Criteri per l'aggiornamento infra-periodo per gli anni 2023-2025 della Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG)

(segue)

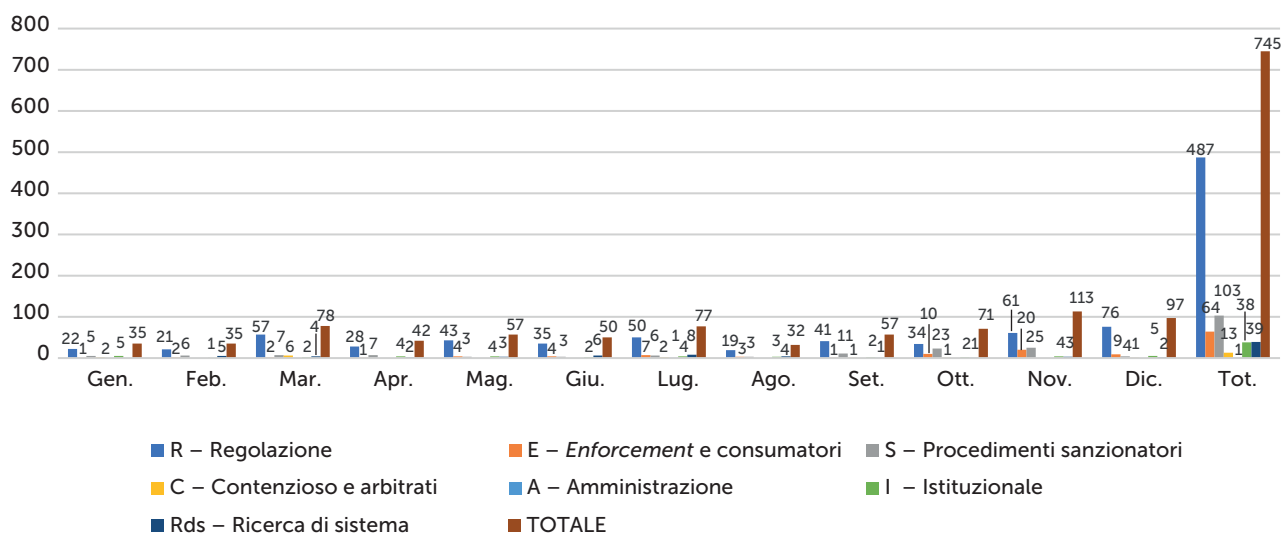
DATA	RUBRICA	SETTORE	TITOLO
15 novembre 2022	572/2022/R/gas	Gas	Aggiornamento delle disposizioni in materia di determinazione del valore di rimborso delle reti di distribuzione del gas naturale in attuazione della Legge annuale per il mercato e la concorrenza
15 novembre 2022	584/2022/R/gas	Gas	Modalità attuative del servizio di interrompibilità tecnica di cui al decreto ministeriale 21 ottobre 2022
22 novembre 2022	609/2022/R/eel	Elettricità	Disposizioni urgenti per l'esecuzione nell'anno 2023 del servizio di importazione virtuale di cui all'art. 32, comma 6, della legge 23 luglio 2009, n. 99
22 novembre 2022	611/2022/R/rif	Rifiuti	Sistemi di perequazione nel settore dei rifiuti. Orientamenti per l'introduzione dei sistemi di perequazione connessi al rispetto della gerarchia dei rifiuti e al recupero dei rifiuti accidentalmente pescati
22 novembre 2022	615/2022/A	Amministrazione	Codice etico e di comportamento dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente
29 novembre 2022	643/2022/R/rif	Rifiuti	Primi orientamenti per la predisposizione di uno schema tipo di contratto di servizio per la regolazione dei rapporti fra ente affidante e gestore del servizio di gestione dei rifiuti urbani
29 novembre 2022	646/2022/R/com	Elettricità/Gas	Bonus sociali elettrico e gas naturale per clienti economicamente disagiati: revisione delle modalità e della frequenza di determinazione degli ammontari
6 dicembre 2022	655/2022/R/com	Elettricità/Gas	Criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo l'approccio ROSS-base – Orientamenti finali
6 dicembre 2022	668/2022/R/com	Elettricità/Gas	Interventi di aggiornamento ed efficientamento degli obblighi informativi dei venditori a vantaggio dei clienti finali di energia elettrica e gas naturale
13 dicembre 2022	685/2022/R/eel	Elettricità	Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE) – Consultazione dell'articolato
20 dicembre 2022	695/2022/A	Amministrazione	Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza 2023-2025
20 dicembre 2022	705/2022/R/eel	Elettricità	Primi orientamenti in merito alla riforma del processo di cambio fornitore "in 24 ore" nel settore elettrico, da attuare entro il 1° gennaio 2026, ai sensi del decreto legislativo n. 210/2021

Fonte: ARERA.

Provvedimenti adottati

I provvedimenti adottati dal Collegio dell'Autorità nel corso del 2022 sono stati complessivamente 745, in aumento del 16% rispetto all'anno precedente (erano pari a 639 nel 2021); fra questi è possibile annoverare delibere, documenti per la consultazione, memorie, pareri, rapporti, relazioni e segnalazioni.

La figura 12.1 mostra l'andamento della produzione provvedimentoale nel corso dell'anno in esame; si registra una media mensile pari a 62 provvedimenti, con picchi significativi nei mesi di marzo, luglio, novembre e dicembre (rispettivamente 78, 77, 113 e 97 atti).

FIG. 12.1 Andamento dei provvedimenti adottati dall'Autorità nel 2022

Fonte: ARERA.

Di seguito una rappresentazione più analitica della produzione provvedimento mensile dell'Autorità per l'anno 2022 (Tav. 12.2).

TAV. 12.2 Andamento mensile della produzione provvedimento per l'anno 2022

MACRO-AREE	GEN.	FEB.	MAR.	APR.	MAG.	GIU.	LUG.	AGO.	SET.	OTT.	NOV.	DIC.	TOT.	%
R – Regolazione	22	21	57	28	43	35	50	19	41	34	61	76	487	65,37
E – Enforcement e consumatori	1	2	2	1	4	4	7	3	1	10	20	9	64	8,59
S – Procedimenti sanzionatori	5	6	7	7	3	3	6	3	11	23	25	4	103	13,83
C – Contenzioso e arbitrati	2	-	6	-	-	-	2	-	1	1	-	1	13	1,74
A – Amministrazione	5	1	2	4	4	2	4	3	2	2	4	5	38	5,10
I – Istituzionale	-	5	4	2	3	6	8	4	1	1	3	2	39	5,23
Rds – Ricerca di sistema	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	1	0,13
TOTALE	35	35	78	42	57	50	77	32	57	71	113	97	745	100,00

Fonte: ARERA.

Le macro-aree più rilevanti in termini numerici sono quelle relative alla "Regolazione", cui sono riconducibili 487 atti (+16%), ovvero il 65,4% del totale degli atti adottati dall'Autorità nel corso del 2022, e, a seguire, le macro-aree afferenti: i) ai "Procedimenti sanzionatori" con 103 atti, ovvero il 13,8% del totale; ii) alle attività di "Enforcement e consumatori" con 64 atti, pari all'8,6% della produzione provvedimento; iii) all'attività di "Amministrazione", con 38 atti, pari al 5%; e iv) all'attività "Istituzionale" con 39 atti (+30%), pari a circa il 5,2% del totale. In via residuale, si pongono i provvedimenti riconducibili all'attività di "Contenzioso e arbitrati" che sono stati in numero di 13 nel 2022 (1,7%).

Di seguito una rappresentazione che mostra un confronto tra i provvedimenti adottati dall'Autorità nel 2021 e quelli adottati nel 2022, suddivisi per macro-aree di intervento.

TAV. 12.3 *Provvedimenti dell'Autorità adottati negli anni 2021 e 2022, suddivisi per macro-aree di intervento*

TIPOLOGIA	2021		2022	
	NUMERO	QUOTA %	NUMERO	QUOTA %
R – Regolazione	418	65,41	487	65,37
E – <i>Enforcement</i> e consumatori	47	7,36	64	8,59
S – Procedimenti sanzionatori	80	12,52	103	13,83
I – Istituzionale	30	4,69	39	5,23
C – Contenzioso e arbitrati	18	2,82	13	1,74
A – Amministrazione	46	7,20	38	5,10
Rds – Ricerca di sistema	-	-	1	0,13
TOTALE	639	100,00	745	100,00

Fonte: ARERA.

Più in dettaglio, per quanto concerne gli atti di "Regolazione", in termini statistici si segnala un incremento del 16% del livello dell'attività provvedimento (487 atti nel 2021 rispetto ai 418 dell'anno precedente), a conferma della centralità dell'attività di regolazione nell'ambito delle funzioni esercitate dall'Autorità.

In particolare, quanto all'ambito energetico, sono stati adottati 328 provvedimenti di regolazione nel settore dell'energia elettrica, 139 provvedimenti nel settore del gas, 71 provvedimenti intersettoriali, 7 provvedimenti sui temi dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili.

Quanto all'area ambiente, nel 2022 sono stati assunti 67 provvedimenti di regolazione del sistema idrico integrato, 72 provvedimenti per il settore dei rifiuti e 11 provvedimenti per il settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento.

Aumenta di oltre il 28% il dato relativo ai provvedimenti adottati a conclusione dei procedimenti sanzionatori avviati dall'Autorità, che passano da 80 del 2021 a 103 del 2022; ugualmente, si registra un significativo aumento degli atti dell'area "*Enforcement* e consumatori" (+36%). I dati relativi ai raggruppamenti "Istituzionale" e "Amministrazione" appaiono nel 2022 sostanzialmente allineati in numero assoluto rispetto ai valori osservati nel 2021. In diminuzione, invece, da 18 atti nel 2021 a 13 atti nel 2022, il numero di provvedimenti riconducibili alla macro-area "Contenzioso e arbitrati".

Per l'individuazione dei provvedimenti di maggiore interesse nei diversi ambiti, si rimanda alle relazioni delle Direzioni tecniche competenti.

Comunicazione

Nell'anno che sembrava destinato a segnare la ripresa economica *post-Covid-19* e il ritorno di un equilibrio nei settori di competenza dell'Autorità, gli effetti del conflitto russo-ucraino sul mercato energetico hanno scardinato qualsiasi programmazione dell'attività comunicativa.

Nei paragrafi che seguono si evidenzia con chiarezza la predominanza della comunicazione dedicata all'energia con caratteristiche più vicine alla "comunicazione di crisi" che all'ordinaria attività di comunicazione istituzionale.

Di fronte a questo quadro, la scelta è stata quella di una comunicazione *data-driven*. Le relazioni con i *media*, con i consumatori, con gli operatori e la presenza sui *social* sono state legate alla lettura dei dati, alle scelte regolatorie dell'Autorità e alla lettura del contesto nazionale e internazionale.

Questo ha portato a un approccio trasparente ma non enfaticizzato del percorso di accompagnamento della crisi. Ci si è dedicati molto all'attività illustrativa e alla spiegazione dei meccanismi regolatori e di mercato, rappresentando un riferimento per tutti gli *stakeholder* che hanno avuto necessità di comprendere e raccontare la situazione energetica internazionale.

I numerosi provvedimenti del Governo sulle bollette a sostegno dei cittadini e delle imprese, seguiti dalle delibere ARERA, hanno a volte modificato target e contenuti della comunicazione, basti pensare alla platea di potenziali destinatari dei bonus, modificata con vari decreti nel corso dell'anno.

I numeri delle uscite stampa e *social* dimostrano con chiarezza quale sia stato l'effetto di posizionamento reputazionale dell'Autorità in un periodo in cui prevaleva l'approccio sensazionalistico o il racconto delle giuste rimostranze a fronte di prezzi mai raggiunti in precedenza.

Nonostante la centralità della crisi energetica, tuttavia, la prosecuzione dell'attività programmata di comunicazione ha consentito di riportare risultati tangibili.

Coerentemente con gli obiettivi fissati nel Quadro strategico a tutela del consumatore, sono state adattate con flessibilità le *home page* e le pagine interne dei siti web direttamente gestiti dall'Autorità e sono state realizzate specifiche pagine di servizio come le pagine dedicate a "fine tutela imprese" (particolarmente rilevante per accompagnare il processo di fine tutela e di servizio a tutele graduali, prima per le piccole imprese e successivamente per le micro-imprese).

Per accompagnare le scadenze della fine tutela per micro-imprese, la Direzione Comunicazione di ARERA ha progettato, a fine 2022, una campagna di comunicazione coordinata, coinvolgendo le principali associazioni nazionali di categoria e le Camere di commercio riunite in Unioncamere.

Il coordinamento si è concretizzato nella definizione di messaggi e nella personalizzazione grafica per ciascuna delle associazioni partecipanti coinvolgendo – per la prima volta – anche le numerose associazioni degli amministratori di condominio, coinvolte dalla scadenza della tutela in quanto clienti "bassa tensione – altri usi".

Con lo stesso obiettivo di servizio e semplificazione utilizzato nella comunicazione con le imprese, è stata creata la sezione "ARERA per il consumatore", accessibile dalla *home page* del sito istituzionale, che riunisce tutti gli strumenti dedicati ai clienti e utenti, domestici e non.

Alla fine del 2022 è stata progettata e avviata la realizzazione della nuova veste grafica del sito internet Sportello per il consumatore. Promossa da DCSM, DACU e DMRT e in collaborazione con Acquirente unico, nonostante gli slittamenti causati anche dall'*hackeraggio* dei siti GSE, vedrà la luce nel corso del 2023.

Sono state realizzate e presentate (con attività di ufficio stampa e organizzazione di *webinar* dedicati) le schede di *infodata journalism* illustrative dei dati della Direzione Sistemi idrici sulla qualità contrattuale e sulla qualità tecnica del sistema idrico. Sempre rimanendo in ambito idrico, ARERA ha attivamente supportato la realizzazione della campagna progettata dal Ministero della transizione ecologica "H2Orispetto per l'acqua" (www.horispettoperlacqua.it), partecipando a un *roadshow* per le città italiane e fornendo numerose informazioni e testi per la redazione di materiali illustrativi.

Una delle iniziative di comunicazione più importanti, specie in un momento delicato come quello della crisi energetica in cui è ripresa freneticamente l'attività di pressione dei *call center* sui clienti, è stata l'ideazione e realizzazione della campagna "Difenditi così".

Elaborata insieme ad AGCM in uno spirito di consolidata collaborazione istituzionale, la campagna si è sviluppata attraverso *spot* televisivi e radiofonici, attività sui *social media*, presentazioni alle testate giornalistiche e approccio multimediale.

Il punto di approdo della campagna è il sito Difenditicosi.it, realizzato anche con il contributo del gruppo di lavoro permanente ARERA-AGCM sull'attuazione del Protocollo d'intesa integrativo in materia di tutela del consumatore e attualmente in fase di affinamento. Un sito nel quale i consumatori possono trovare informazioni e consigli sui comportamenti da tenere in caso di telefonate di *call center* aggressivi.

Il supporto della Direzione Comunicazione dell'Autorità è andato anche a beneficio delle attività internazionali. In particolare, "ARERA for Balkans", WAREG, MEDREG e il progetto *Balkans Energy School* hanno avuto il supporto strategico e operativo della DCSM, in particolare in occasione del secondo forum EFRWS promosso da WAREG, nell'organizzazione del consueto appuntamento "*Electricity Forum of Regulators*", per la prima volta tenutosi a Roma in giugno, ospitando anche il *Board of Regulators* dell'ACER e la *General Assembly* del CEER.

Se è vero che la diffusione di informazioni (giornalistiche e non) ha virato decisamente verso il digitale, il 2022 ha consolidato una forte competenza acquisita dalla Direzione Comunicazione nella realizzazione di *webinar* e di dirette *streaming*. Come è possibile verificare nei paragrafi che seguono, le attività formative e informative dell'Autorità si sono intensificate durante tutto l'anno registrando un crescente interesse.

L'ufficio stampa

Anche nel 2022 la comunicazione verso i *media* dell'ARERA è stata influenzata dai grandi eventi nazionali e internazionali che hanno caratterizzato l'anno.

Se nel 2021 l'agenda dei *media*, e di riflesso quella comunicativa dell'Autorità, era stata dominata dal superamento graduale della fase acuta della pandemia e poi dalla ripresa economica, con i primi segnali del caro energia l'attenzione si è spostata sul tema del caro bollette, divenuto poi centrale, a causa dell'invasione dell'Ucraina da parte della Russia, dopo la quale al tema dei prezzi si è aggiunto quello della sicurezza degli approvvigionamenti energetici.

Temi che hanno visto l'ARERA sempre coinvolta, in modo diretto e indiretto.

I dati che seguono dimostrano l'attività costante dell'ufficio stampa di relazione con i giornalisti, resa necessaria anche dal significativo incremento di giornalisti non esperti del settore energetico chiamati dalle loro redazioni a scrivere articoli e realizzare servizi su argomenti di improvvisa attualità e dal forte contenuto tecnico.

ARERA è andata ben oltre il mero lancio di comunicati stampa: ha illustrato provvedimenti propri e del Governo e contribuito a creare una conoscenza di fondo tra gli operatori dei *media*, consentendo di decodificare nel modo più corretto i risvolti energetici conseguenti alla crisi ucraina.

La crescita esponenziale delle quotazioni energetiche, con prezzi mai raggiunti in precedenza, ha imposto scelte regolatorie e provvedimenti normativi per contenere gli effetti sui consumatori finali e per garantire la sicurezza delle forniture e l'equilibrio di tutto il sistema energetico.

La strategia comunicativa di accompagnamento è stata quella di una costante interazione con le testate giornalistiche (tradizionali e digitali) fornendo dati statistici e illustrando l'effetto dei provvedimenti adottati dall'Autorità autonomamente o a seguito di indicazioni normative contenute nei provvedimenti del Governo.

In questo quadro, dominato forzatamente dai temi legati al gas e all'energia elettrica, non si è tralasciata comunque la diffusione dei principali interventi negli altri settori regolati dall'Autorità: il sistema idrico integrato, i rifiuti, il telecalore. Il tutto con un'azione integrata tra i differenti canali offerti da un panorama della comunicazione sempre più ampio e differenziato: da un lato, i mezzi più tradizionali, come gli spazi delle testate cartacee, quotidiane e periodiche, della radio e della televisione, delle testate web, ancora di fondamentale importanza per gli ampi numeri di pubblico generalista raggiunti; dall'altro, con una crescente attenzione ai *social media*, imprimendo un consolidato forte impulso a tutta la comunicazione online e sviluppando ancora i canali *social* dell'Autorità (Twitter, LinkedIn, YouTube e Facebook, con la campagna tematica "Difenditi così", in collaborazione con AGCM).

Da evidenziare, anche nel 2022, l'importanza crescente dell'appuntamento fisso settimanale all'interno del programma di approfondimento di Radio1, "Sportello Italia", con una rubrica *ad hoc* dedicata ai temi della regolazione, con la partecipazione di rappresentanti dell'Autorità.

L'analisi stampa

La *media analysis* stampa per il 2022 (che ha raccolto gli articoli pubblicati sulla stampa cartacea nel periodo gennaio-dicembre 2022) si è basata sui 7.761 articoli che hanno citato l'Autorità, un numero in aumento del 55% rispetto al 2021. I riscontri valutati con *sentiment* positivo sono il 9%, con 675 articoli (in calo rispetto al 30% del 2021), mentre sono decisamente in aumento quelli valutati come neutri (7.015, ovvero il 90%), con il *sentiment*

non negativo complessivo (positivi più neutri) che ha raggiunto il 99%, risultando superiore rispetto al 2021 (91%). Anche per ARERA, i numeri assoluti di pubblicazione e di lettura possono essere stati significativamente influenzati dalla modifica degli spazi giornalistici indotta dall'emergenza del conflitto russo-ucraino, unitamente alla questione del caro energia, crisi del gas e aumento delle bollette.

In un contesto così sensibile era prevedibile l'aumento di interesse giornalistico anche per le comunicazioni più tradizionali, come l'aggiornamento trimestrale delle tariffe.

In conseguenza del mutato sistema di indicizzazione, nel gas, della componente materia energia (CMEM), gli aggiornamenti tariffari hanno mutato le proprie caratteristiche. Il meccanismo "trimestrale previsionale" per l'elettricità e "mensile *ex post*" per il gas è stato oggetto di ripetute illustrazioni ai giornalisti, contribuendo a modificare le agende ordinarie delle redazioni.

La *readership* complessiva (dati di lettura delle singole testate rilevati attraverso indagini compiute dall'Audipress), con oltre 1 miliardo e 590 milioni di contatti, ha registrato un forte aumento del 65%, rispetto ai 937 milioni di contatti del 2021, risultando pertanto il numero più alto degli ultimi anni. Con riferimento alla *readership*, il 66% dei contatti è stato rilevato dalle testate nazionali, mentre l'altro 34% dalla stampa regionale e locale.

Per quanto riguarda i settori di interesse dell'Autorità, l'attenzione dei giornalisti della carta stampata vede primeggiare il gas (47,5% degli articoli), seguito dall'elettrico (40,5%), dal settore ambientale (5,5%) e dal settore idrico (5,5%). Tra gli argomenti trasversali di maggiore visibilità, sono risultati nettamente prevalenti quelli legati alle bollette, che hanno totalizzato 6.063 citazioni, poi l'argomento prezzi e tariffe con 3.036 citazioni. Molta rilevanza anche per gli argomenti bonus sociale, provvedimenti e sanzioni, quadro politico.

Nel 2022, in termini quantitativi (numero di articoli), è la presenza sulle testate regionali e locali a fare registrare il maggiore spazio dedicato all'Autorità, con 4.902 articoli, pari al 63% del totale; segue la stampa nazionale con il 37% (2.859 articoli). Tra questi ultimi, i quotidiani con le maggiori registrazioni sono: Il Sole 24 Ore (237), Il Messaggero (166) e Il Corriere della Sera (85).

Per quanto riguarda le testate web, secondo la *media analysis* 2022 (che ha raccolto gli articoli pubblicati sui principali siti online nel periodo gennaio-dicembre 2022) sono stati registrati 6.351 articoli che hanno citato l'Autorità su circa 32.000 uscite che citano ARERA, composte dal 38% di notizie online, portali e aggregatori, 32% di blog, 18% *tweet*, 8% quotidiani e 3% forum. Il *sentiment* generale è neutro-positivo (rispettivamente 81% e 6% in peggioramento rispetto al 2021). Emerge anche nel 2022 come i quotidiani creino più *engagement* anche a fronte di minori uscite, mentre notizie online, portali, aggregatori e blog, a parità di numero di uscite, abbiano rispettivamente una grande portata con minore *engagement* rispetto ai quotidiani. I siti che hanno ospitato le maggiori citazioni sono: IlMessaggero.it (287), IlSole24Ore.com (173), Ansa.it (141), Il Giornale.it e QuiFinanza.it (138), IlFattoQuotidiano.it (126), Corriere.it (99), Repubblica.it (94) e Fanpage.it (39). Il portale che dà maggiore visibilità è MSN.it, con i suoi 257 milioni di portata potenziale; il contenuto con maggiore *engagement* è stato un video di Geopop (canale divulgativo Fanpage) su YouTube con circa 18.000 interazioni e Mediaset Tgcom24 con 13.500 mila. Per quanto riguarda la *readership* complessiva ottenuta sul web, gli utenti raggiunti sono stati circa 5,7 miliardi, per quanto riguarda gli articoli, su un totale di 22,3 miliardi di portata potenziale di tutte le fonti web monitorate che hanno citato ARERA.

L'analisi radio e televisione

La rivoluzione dei palinsesti di radio e TV a seguito dell'emergenza del conflitto russo-ucraino, unitamente alla questione del caro energia, con un maggiore interesse verso queste tematiche appaiono evidenti anche nella *media analysis 2022 Radio-TV* di ARERA, che evidenzia un forte aumento, +150% rispetto al 2021, della presenza dell'Autorità sui canali radiotelevisivi. Sono, infatti, 960 le *clip* degli interventi in cui è stata citata direttamente l'Autorità (contro le 386 nel 2021), 715 delle quali televisive. Per quanto riguarda il *sentiment* complessivo del 2022, cioè la percezione dell'intervento, il 10,3% delle citazioni televisive è risultato positivo, mentre l'89,6% è risultato neutro e il *sentiment* non negativo complessivo (positivi più neutri) si è attestato al 99% (era all'88% l'anno precedente).

Nell'insieme, gli ascoltatori raggiunti attraverso gli spazi televisivi (*coverage* complessiva) sono stati oltre 606 milioni, un valore più che raddoppiato rispetto ai 260 milioni del 2021. La *media analysis* vede per la prima volta il maggiore spazio riservato all'Autorità sulle reti private (23%), con la prevalenza di Canale 5 e Tgcom24, mentre il servizio pubblico Rai (il 19% del totale, percentuale ridotta rispetto agli altri anni) ha avuto la prevalenza di Rai 3 e Rai 1. Per quanto riguarda la radio (245 *clip* di interventi totali), sono Rai-Radio 1 (72) e Radio 24 ad avere citato più spesso l'Autorità.

L'analisi delle tematiche più trattate evidenzia come gli argomenti legati a prezzi e tariffe e al caro bollette risultino i più frequenti: il maggiore numero di citazioni ha riguardato questa categoria rispetto alle tematiche che interessano i bonus sociali e i provvedimenti adottati dall'Autorità, coprendo più della metà di tutti gli argomenti affrontati in televisione. Situazione analoga per quanto riguarda gli spazi radio. All'interno dei temi riguardanti i *consumer*, i più visibili in televisione sono stati gli spazi dedicati ai bonus sociali acqua, luce e gas e al Portale Offerte. Identica situazione per quanto riguarda i temi con più spazi radio.

I social media

Il 2022 è stato un anno di grande crescita di ARERA sui *social media* (LinkedIn, Twitter, YouTube, Facebook). Tutti i canali, ognuno con le proprie strategie e dinamiche specifiche, hanno registrato una crescita costante e un posizionamento dei profili/pagine (istituzionali o prodotto) all'interno della "arena" *social* per quanto riguarda i settori e i temi di interesse dell'Autorità. A fine anno il pubblico fidelizzato (inteso come numero di iscritti/*follower* ai diversi profili/pagine) ha superato quota 58.000 (+28% in 12 mesi) e anche la più ampia platea dei visitatori singoli è cresciuta, aumentando l'*engagement* con riferimenti, condivisioni, commenti e menzioni su profili/pagine esterni. I contenuti autoprodotti (470) sono stati realizzati seguendo le linee guida stabilite da un piano editoriale e strategico che ha tenuto conto delle differenze di pubblico, linguaggio e *format* presenti sulle varie piattaforme utilizzate. All'attività di comunicazione "attiva" – focalizzata sulla produzione e diffusione di contenuti relativi a servizi, attività e iniziative di ARERA in ambito nazionale e internazionale e sulla divulgazione degli interventi e delle partecipazioni del *management* – già dal 2021 è stata affiancata un'attività di monitoraggio che, nel corso del 2022, si è intensificata a causa dei volumi altissimi di "buzz" che hanno caratterizzato tutto l'anno. Si segnalano ben 75.000 citazioni web e *social* che hanno consentito di raggiungere 100 miliardi di lettori/*user* e un *engagement* di 658.000 utenti, segnando i tre dati *performance* di miglioramento di oltre il 200% rispetto al 2021.

L'attualità geopolitica e i conseguenti rincari delle materie prime energetiche hanno prodotto sui *social media* in particolare, ma anche sugli altri canali digitali (siti di *news* online, blog, aggregatori di notizie, *newsletter*, riviste), un aumento esponenziale dei contenuti relativi alle tematiche regolate dall'Autorità.

Questo ha confermato, anche nel 2022, il ruolo strategico dei *social* di informazione, dialogo, ascolto, divulgazione e comunicazione, uno strumento innovativo accanto a quelli più tradizionali dell'ufficio stampa. I *social* sono stati, ad esempio, inseriti nell'ambito della programmazione delle campagne di comunicazione. A fine giugno, l'avvio della campagna sponsorizzata sui *call center* aggressivi, "Difenditi così" (organizzata congiuntamente da ARERA e AGCM), ha provocato un aumento esponenziale delle visualizzazioni grazie ai contenuti realizzati *ad hoc* da un fornitore esterno e con un budget dedicato alle sponsorizzazioni di quei contenuti, con ricadute positive anche sui contenuti organici dei canali.

È proseguita l'attività di *employee advocacy*, incoraggiando i dipendenti a seguire gli *account* ufficiali dell'Autorità, a condividerne i contenuti diffusi dai canali *social*, a farsi parte attiva della pubblicazione e approfondimento di specifici aspetti; questo con lo scopo di aumentare lo spirito di appartenenza all'istituzione e il sentirsi "ambassador", come da migliori pratiche nazionali e internazionali. In occasione della cerimonia della *Relazione Annuale* è stata ampliata/intensificata l'attività degli *ambassador* di ARERA che ha coinvolto i dipendenti nella pubblicazione di *post* e articoli su argomenti pertinenti le attività degli uffici e direzioni di appartenenza, quali "teaser" dei contenuti poi espressi nella *Relazione Annuale*. Questi contenuti sono stati poi rilanciati dalla pagina LinkedIn ARERA con un effetto moltiplicatore sul numero delle visualizzazioni, a cui vanno ad aggiungersi quelle registrate dai singoli profili. La collaborazione con i profili personali degli *ambassador* ha migliorato la fiducia nell'istituzione, la sua vicinanza alle persone e un *engagement* tra i dipendenti.

La pagina aziendale di ARERA su LinkedIn (www.linkedin.com/company/arera), nata nel 2019, è rivolta prevalentemente a professionisti, imprese, associazioni, istituzioni, enti e mondo accademico. Nella pagina istituzionale vengono pubblicati i video dei seminari, le principali delibere, determine e consultazioni, gli esiti delle riunioni del Collegio, gli appuntamenti e i convegni, bandi e avvisi, *report*, schede e approfondimenti dedicati, coinvolgendo anche il personale di ARERA nella proposizione di temi e condivisione dei *post*. L'insieme di queste attività e l'interesse per l'attualità dei temi trattati hanno fatto crescere anche nel 2022 il numero dei *follower* organici di ben il 40%, arrivando a superare quota 41.000 a fine anno, con alti tassi di interesse e *click through rate*. Inoltre, l'interazione con i *follower* ha consentito di efficientare il lavoro degli uffici, rispondendo in tempo reale a commenti e richieste di chiarimento degli *stakeholder* (utenti, associazioni, aziende). A ottobre, sempre su LinkedIn, è stata poi chiusa la pagina vetrina "ARERA for Balkans", nata con l'intento di promuovere le attività dell'ARERA nei Balcani e di raggiungere destinatari italiani e stranieri presenti in diversi paesi, la cui funzione si è esaurita con la nascita contestuale della *Balkan Energy School*.

A partire da giugno, la pagina prodotto di Facebook "Il Portale Offerte", nata con la campagna di comunicazione del 2019, è stata trasformata nella pagina "Difenditi così" (www.facebook.com/Difenditicosi/), cambiando nome e finalità pur mantenendo lo stesso pubblico di riferimento: i consumatori domestici e il tema energia. Da spazio di promozione del comparatore di offerte di ARERA (e in generale delle informazioni più interessanti per i consumatori), la pagina è divenuta strumento di diffusione dei contenuti *visual* della campagna contro i *call center* aggressivi.

La conversione è avvenuta mantenendo e sfruttando la *fan base* (numero di *follower*), già acquisita e perfettamente in target con la campagna (2.800 *fan*), ma adeguandone la grafica e le informazioni e conservando tutti i precedenti *post* già pubblicati.

Per il profilo Twitter (@ARERA_it) è proseguita in maniera costante l'attività di acquisizione organica di *follower* e l'attività generata dal profilo, maggiormente sintonizzato sull'ascolto dei diversi dibattiti soprattutto in occasione di eventi ricorrenti come la comunicazione degli aggiornamenti tariffari per energia elettrica e gas. I contenuti si sono concentrati sulla diffusione dei principali provvedimenti, sugli esiti delle riunioni del Collegio, sugli interventi dei componenti del Collegio e dei direttori sui *media*, nelle Commissioni parlamentari, nei convegni. La *reputation* e il consolidamento del *brand* "ARERA" hanno portato anche nel 2022 a un aumento dei *follower* di oltre l'8% (da 12.000 a oltre 13.000).

Il canale YouTube (www.youtube.com/c/ARERAAutoritaRegolazioneEnergiaRetieAmbiente) ha superato nel corso dell'anno i 1.000 iscritti, arrivando a chiudere i 12 mesi a quota 1.300 (+44%). Un forte impulso all'aumento di visibilità del canale è arrivato dalla campagna "Difenditi così" che a luglio ha toccato il picco di 2,9 milioni di visualizzazioni.

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.

Nel 2022 la modalità degli eventi, che nell'anno precedente era stata prevalentemente online, è tornata a essere, in parte, in presenza. Convegni, seminari, *workshop*, tavoli di lavoro, incontri con gli *stakeholder* e la presentazione della *Relazione Annuale* dell'Autorità alle due Camere parlamentari e al Governo si sono svolti infatti in presenza o in modalità mista, continuando a sfruttare i vantaggi delle piattaforme digitali, nell'uso delle quali si è speso un notevole impegno progettuale e realizzativo.

Grazie alla commistione delle modalità di partecipazione agli eventi, i risultati sono stati notevoli. I numeri di ciascun evento sono riscontrabili nel sito dell'Autorità.

Ha funzionato il *format* definito dalla Direzione Comunicazione per gestire le operazioni di iscrizione, il cerimoniale, i prodotti promozionali, editoriali e multimediali collegati a ogni singolo evento.

La Direzione, inoltre, non ha smesso di investire nel *format* online (*webinar* e dirette in *streaming*), in quanto strumento valido ed efficace che consente l'ampliamento della platea dei partecipanti.

Di seguito si riportano i principali eventi organizzati e promossi dall'Autorità nel corso del 2022:

- il seminario "La transizione ecologica nel settore idrico. Quali strumenti efficaci a supporto dell'efficienza energetica?" (*webinar*, 16 marzo), che ha aperto al dibattito intorno alla conoscenza e all'utilità degli strumenti di efficienza energetica in un quadro generale e specifico per settore idrico;
- il seminario "Bonus sociale idrico: modalità attuative" (*webinar*, 8 e 13 aprile), che ha riguardato le modalità applicative del nuovo meccanismo di riconoscimento automatico del bonus sociale idrico agli aventi diritto;

- l'evento "Consiglio di Stato – ARERA: giornata di studi su energia, reti ed ambiente" (Roma, Palazzo Spada, 13 maggio), organizzato in collaborazione con l'Ufficio Studi della giustizia amministrativa e avente a oggetto un corso di formazione con la finalità di approfondire il tema della transizione ecologica;
- il seminario "La procedura di reclamo tra operatori/produttori contro un gestore di rete ex delibera 188/2012/e/com: profili generali ed aspetti applicativi" (*webinar*, 25 maggio), che ha illustrato i profili generali della disciplina di trattazione dei reclami da parte di ARERA, con particolare riferimento alle modalità di presentazione, nonché all'esposizione di alcuni esempi di applicazione della procedura emersi nelle decisioni giurisdizionali adottate;
- il convegno "Servizi idrici: risultati di qualità" (Milano, Centro Congressi Fast, 15 giugno), rivolto a enti di governo dell'ambito, gestori, consumatori e altri *stakeholder*, che ha illustrato i risultati della qualità dei servizi idrici a seguito della pubblicazione da parte di ARERA degli esiti del meccanismo incentivante della qualità tecnica per il biennio 2018-2019;
- il seminario "Ambito dell'applicazione dell'approccio ROSS e criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo l'approccio ROSS-base" (*webinar*, 11 ottobre), rivolto a operatori e utenti delle reti elettriche e gas, in cui si è approfondito il documento per la consultazione 14 luglio 2022, 317/2022/R/com, recante i criteri di determinazione del costo storico riconosciuto secondo l'approccio ROSS-base;
- il seminario "Iniziativa regolatorie a supporto della progressiva decarbonizzazione dei consumi" (*webinar*, 4 novembre), in cui si è approfondito il documento per la consultazione 30 settembre 2022, 449/2022/R/eel, recante "Iniziativa regolatorie a supporto della progressiva decarbonizzazione dei consumi e per l'attuazione delle disposizioni contenute nel DLgs n. 210/2021 e nel DLgs n. 199/2021 in tema di mobilità elettrica";
- le audizioni periodiche dell'Autorità, che si sono svolte online nei giorni 28 e 30 novembre, ai sensi del regolamento (delibera 11 dicembre 2014, 603/2014/A), e sono state incentrate sul tema "Crisi energia: prospettive e proposte settoriali".

La Direzione Comunicazione ha, inoltre, supportato lo svolgimento degli incontri dell'Osservatorio permanente della regolazione energetica, idrica e del teleriscaldamento:

- "Il teleriscaldamento sostenibile e flessibile" (incontro online, 18 febbraio);
- "Settimo incontro del Forum" (incontro online, 27 aprile).

Per un maggiore dettaglio sugli incontri dell'Osservatorio, si veda il paragrafo "Accountability, trasparenza e anticorruzione" al Capitolo 2 del presente Volume.

Sul fronte interno, la Direzione Comunicazione ha continuato a supportare l'*Academy*, progetto avviato nel 2021 su iniziativa della Direzione Legale dell'Autorità, consistente in un ricco programma di corsi di formazione per il personale interno tenuti da funzionari dell'ARERA o da relatori esterni. In particolare, la Direzione Comunicazione si è occupata della parte promozionale, della gestione dei *webinar* e della raccolta e diffusione dei materiali di studio e approfondimento. Nel corso dell'anno 2022 si sono tenuti 13 *webinar* sui seguenti argomenti:

- Il sindacato del Giudice amministrativo sugli atti dell'Autorità (18 febbraio);
- Qualità del servizio idrico integrato: prima applicazione del meccanismo incentivante di qualità tecnica e *benchmarking* delle prestazioni di qualità contrattuale (4 marzo);
- Infrastrutture energetiche: il quadro vigente delle regole europee e la revisione del regolamento TEN-E (25 marzo 2022);
- 2022: un anno fuori dall'ordinario (1° aprile);

- *Power price crisis in the EU: unveiling current policy responses and proposing a balanced regulatory remedy – a discussion with Tim Schittekatte – postdoc associate, Massachusetts Institute of Technology (MIT)* (8 aprile);
- Diversità di genere e inclusione. Regole, strumenti e benefici (20 maggio);
- Servizi ancillari: come consumatori e GD possono diventare fornitori (1° luglio);
- *LookOut Elemens – mercato elettrico Q2-2022* (8 luglio);
- La motivazione del provvedimento amministrativo con particolare riferimento alle delibere dell'ARERA (22 luglio);
- Corso sulla regolazione del settore gas (9 settembre);
- Previsioni di prezzo al 2050 – *LookOut Elemens* (14 ottobre);
- Linee guida aiuti di stato in materia di clima, protezione ambientale ed energia (CEEAG). La politica della concorrenza a sostegno della transizione verde – I e II sessione (18 ottobre-18 novembre);
- Tassonomia UE e settori regolati: un nuovo paradigma per la sostenibilità ambientale, con focus sul settore idrico (16 dicembre).

Merita attenzione la cerimonia per la presentazione, al Parlamento e al Governo, della *Relazione Annuale* sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, che nel 2022 si è tenuta in presenza il 15 luglio presso l'Aula dei Gruppi parlamentari della Camera dei deputati.

La gestione dell'evento comporta attività di logistica, di cerimoniale, di ufficio stampa, di documentazione, anche fotografica. La presentazione è stata seguita anche via *streaming* sui canali istituzionali web e *social* della Camera e dell'Autorità, oltre che in diretta televisiva sul TG di Rai 2.

I due volumi della *Relazione Annuale*, una sintesi e il testo del discorso del Presidente hanno costituito il riferimento fondamentale della presentazione.

Il sito web istituzionale

Nel corso del 2022, nel sito istituzionale dell'Autorità (www.arera.it) sono state realizzate nuove sezioni dedicate a temi di attualità, valorizzate anche da *banner* nella *home page*.

Per il *target* consumatori è stata progettata la nuova pagina "ARERA per il consumatore" con la finalità di offrire un unico punto di accesso ai tre principali servizi destinati ai piccoli consumatori: Portale Consumi, Portale Offerte, Sportello per il consumatore. L'indirizzo della nuova pagina, www.arera.it/consumatori dal 2023 viene riportato su tutte le bollette dei clienti serviti in maggior tutela e in tutela gas.

La creazione della nuova pagina ha richiesto modifiche anche nella *home page* del sito, con la creazione di un *banner* di accesso e la razionalizzazione degli spazi dedicati alle novità in primo piano e agli atti di recente pubblicazione.

Sempre per i consumatori sono state riorganizzate e rieditate le pagine relative ai bonus sociali in seguito alle modifiche normative in materia, mentre per l'Atlante per il consumatore è stata realizzata una nuova sezione dedicata al teleriscaldamento e sono stati razionalizzati e semplificati i menu degli altri settori.

Dal mese di ottobre 2022 e a seguito dell'introduzione del nuovo metodo di calcolo (delibera 29 luglio 2022, 374/2022/R/gas) è stata pubblicata una nuova sezione per la componente del prezzo del gas a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale ($C_{MEM,m}$), applicata ai clienti ancora in tutela e aggiornata su base mensile, e conseguentemente sono state riorganizzate le pagine sui prezzi e le tariffe, le schede di confrontabilità e i grafici.

Parallelamente è stata progettata anche una pagina, che prevede un aggiornamento mensile, dedicata alla "stima spesa annua" da inserire nelle schede di confrontabilità.

Per la sezione dei dati statistici, sono stati implementati ulteriori dati per il monitoraggio *retail*, sono state realizzate infografiche per il settore idrico in collaborazione con REF Ricerche e pubblicati grafici con i dati semestrali relativi al Servizio conciliazione.

Per facilitare la navigazione relativa ad alcuni atti del Collegio, è stata realizzata una nuova voce del menu principale con elenco delle memorie e delle segnalazioni del Collegio.

Invece, per accompagnare le esigenze di approfondimento degli operatori dei vari settori, sono state riprogettate o aggiornate pagine specifiche sul Massimario, sullo *smart metering*, sulle isole minori non interconnesse, sul servizio a tutele gradualità, sul Servizio conciliazione e sullo Sportello per il consumatore.

Nel 2022, l'Autorità ha aderito all'accordo quadro Consip per servizi applicativi in ottica *cloud* e PMO e ha dato avvio a un progetto di reingegnerizzazione completa del sito web, che verrà portato avanti nel corso del 2023. Scopo del progetto è una riqualificazione completa del sito che lo renda più fruibile e rispondente alle esigenze dei cittadini e conforme alle normative vigenti in termini di accessibilità e fruibilità, secondo le linee guida di *design* per i siti internet e i servizi digitali della pubblica amministrazione di AgID e Designers Italia.

Comunicazione tecnica

Per comunicare correttamente e in modo tempestivo i contenuti dei propri provvedimenti, caratterizzati da elementi tecnici spesso anche molto complessi, l'Autorità pubblica sul proprio sito internet – contestualmente alle principali delibere – le c.d. "schede tecniche".

Si tratta di documenti divulgativi che utilizzano un linguaggio semplificato, seppure rigoroso, in modo da permettere una corretta comprensione, anche da parte di un pubblico non specializzato, dei principali provvedimenti di carattere generale adottati in tema di energia e di ambiente.

Nell'anno 2022 sono state redatte 40 schede tecniche; tra i principali fruitori si annoverano i giornalisti, specializzati e non, che le considerano utili ausili per la redazione dei propri articoli.

Biblioteca

L'Autorità dispone di una biblioteca specializzata nei settori oggetto di regolazione e, di anno in anno, ha ampliato le risorse bibliografiche e svolto un processo di informatizzazione delle medesime.

Anche in risposta alle sfide poste dall'emergenza epidemiologica da Covid-19, si è assistito a un forte impulso verso la digitalizzazione della documentazione. Il vantaggio è stato duplice: una maggiore fruibilità delle risorse bibliografiche, in particolare banche dati e periodici, da parte dei dipendenti, anche tramite accesso da remoto mediante PC, e un efficientamento nella gestione delle suddette risorse.

Nel corso del 2022 il patrimonio bibliotecario è stato ulteriormente ampliato: tra documentazione cartacea e digitale, i titoli, comprensivi di monografie, periodici e letteratura varia, sono più di 5.000. Sono, inoltre, consultabili, su carta o online, 100 riviste di carattere giuridico-economico, tutte relative ai campi di interesse dell'Autorità. Inoltre, sono in dotazione 17 banche dati in ambito economico, statistico e giuridico. Con riferimento a queste ultime, per migliorarne l'utilizzo da parte dei dipendenti, sono stati organizzati nel corso dell'anno, su iniziativa della responsabile del servizio, alcuni *webinar* di formazione.

La biblioteca è collegata al circuito ESSPER, il cui servizio di *document delivery* consente di ampliare la consultazione del patrimonio documentario, mettendo a disposizione una banca dati di spoglio costituita da più di 1.742 titoli italiani.

Risorse umane

A seguito delle disposizioni di cui all'art. 7, comma 6, del decreto legge 21 marzo 2022, n. 21 la pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità è stata incrementata di 25 unità, da inquadrare nella carriera dei funzionari. Con delibera 27 luglio 2022, 353/2022/A, si è rideterminata la pianta organica dell'Autorità per un totale di 260 unità di personale di ruolo e 20 unità di personale a tempo determinato.

Al 31 dicembre 2022 erano in servizio 228 dipendenti di ruolo (16 dei quali dirigenti, 164 funzionari, 46 operativi, 2 esecutivi), 19 dipendenti con contratto a tempo determinato e 4 unità acquisite in comando, distacco o fuori ruolo da altre amministrazioni pubbliche. L'Autorità può contare, per le verifiche ispettive, anche sulla collaborazione di personale dalla Guardia di Finanza in disponibilità di impiego nell'ambito di uno specifico Protocollo d'intesa. Il personale dipendente ha un'età media indicativamente di 50 anni; oltre il 90% è laureato.

TAV. 12.4 Personale di ruolo dell'Autorità in servizio al 31 dicembre 2022

CARRIERA	NUMERO DI UNITÀ
Dirigenti	16
Funzionari	164
Operativi	46
Esecutivi	2
TOTALE	228

Fonte: ARERA.

TAV. 12.5 *Composizione del personale in servizio al 31 dicembre 2022 per tipo di contratto e qualifica*

QUALIFICHE	RUOLO	TEMPO DETERMINATO	COMANDI, DISTACCHI E FUORI RUOLO
Dirigenti	16	7 ^(A)	1
Funzionari	164	3	3
Operativi	46	9	0
Esecutivi	2	0	0
TOTALE	214	15 ^(A)	4

(A) È conteggiato anche un dirigente in aspettativa.

Fonte: ARERA.

Nella tavola 12.6 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. 12.6 *Retribuzione annua lorda (in euro) per carriera e grado al 31 dicembre 2022*

DIRIGENTI		FUNZIONARI		IMPIEGATI		ESECUTIVI	
Direttore centrale	197.186,34	Primo funzionario	120.179,91	Impiegato	66.848,88	–	–
Direttore	157.790,78	Funzionario I	93.762,89	Coadiutore	56.279,04	Commesso capo	51.173,64
Direttore aggiunto	141.431,89	Funzionario II	73.877,56	Aggiunto	44.062,15	Commesso	38.814,67
		Funzionario III	63.194,41	Applicato	39.532,22	–	–

Fonte: ARERA.

L’anno 2022 ha visto innanzitutto l’indizione di bandi di concorso per complessive 26 unità di personale di carriera funzionale, nonché l’assunzione in ruolo di 10 unità di personale di carriera funzionale e operativa che prestavano servizio in Autorità in ragione di provvedimenti di comando da altre pubbliche amministrazioni o Autorità indipendenti.

Nell’ambito delle relazioni sindacali, si è disposto il riallineamento tabellare ad AGCM e si è dettata una disciplina per il trattamento giuridico ed economico del personale in comando immesso nei ruoli da altra pubblica amministrazione.

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 telecalore, nonché del ciclo dei rifiuti. Sono 6 le convenzioni attive con le Università e, in questo quadro, 6 gli assegni di ricerca finanziati nel 2022.

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. L'esercizio finanziario trae origine da un bilancio annuale di previsione e si conclude con il rendiconto dell'esercizio.

TAV. 12.7 Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto (in milioni di euro, al netto delle partite di giro)

	2021	2022
ENTRATE DELLA GESTIONE	66,03	76,16
Contributo a carico dei soggetti regolati	58,83	76,09
Altre entrate	7,20	0,07
SPESE DELLA GESTIONE	(64,33)	(65,58)
Spese correnti	(64,12)	(65,04)
– Personale in servizio (retribuzioni lorde, contributi carico ente, mensa ecc.)	(37,23)	(40,63)
– Imposte e tasse a carico dell'ente	(2,49)	(2,74)
– Acquisto di beni e servizi	(14,45)	(13,79)
– Rimborsi e poste correttive delle entrate	(1,41)	(1,37)
– Altre spese correnti	(2,96)	(0,93)
Trasferimenti al bilancio dello Stato e ad altre pubbliche amministrazioni	(5,58)	(5,58)
Spese in conto capitale	(0,21)	(0,54)
Variazione dei residui attivi	(0,00)	(0,21)
Variazione dei residui passivi	0,56	0,63
Avanzo vincolato accantonamento fondo quiescenza personale	(3,18)	(2,98)
Avanzo accantonato spese ristrutturazione immobile	0,00	(4,93)
AVANZO DI AMMINISTRAZIONE LIBERO	9,30	13,57

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; da ultima, la legge 27 dicembre 2019, n. 160). Nel corso dell'esercizio 2022, la somma versata al bilancio dello Stato è risultata di circa 5,5 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 2022, su proposta dell'Autorità, è stata sensibilmente ridotta l'aliquota contributiva a carico dei soggetti regolati per il settore dell'energia elettrica e del gas (fissata allo 0,25% dei ricavi rispetto allo 0,31% del 2021, oltre a un contributo aggiuntivo pari

allo 0,02% dei ricavi richiesto ai soggetti che svolgono attività infrastrutturali a tariffa). Sono rimaste invariate anche le aliquote dei soggetti regolati per il settore idrico e per quello dei rifiuti, che già erano più contenute (pari, rispettivamente, allo 0,27% e allo 0,30%).

La principale voce sul versante delle uscite dell'Autorità è naturalmente rappresentata dalle spese per il personale, che hanno raggiunto, nel 2022, i 40,63 milioni di euro.

Le indennità percepite dai componenti del Collegio – che, come quelle degli organi di vertice di altre autorità amministrative indipendenti, hanno carattere omnicomprendente – 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. 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 in calo, principalmente in ragione della diminuzione delle spese di natura informatica necessarie per la gestione dell'attività istituzionale dell'Autorità, per le quali si era verificato un aumento negli esercizi precedenti per assicurare la gestione lavorativa, tramite informatizzazione, durante il periodo pandemico, a causa della cessazione di ogni forma di lavoro in somministrazione.

Le spese in conto capitale (0,54 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 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 si è provveduto a vincolarne una parte per il trattamento di quiescenza del personale e a seguito dell'adeguamento dei prezzari, avvenuto nel 2022, per i lavori di ristrutturazione della sede di Milano. L'avanzo libero complessivo è pertanto determinato in 13,57 milioni di euro.

Raccolte dati e strumenti informatici

La raccolta dei dati da parte dei soggetti regolati costituisce la base essenziale per tutte le attività di regolazione e vigilanza proprie dell'Autorità.

Al 31 dicembre 2022 erano attive più di 140 raccolte dati con finalità, complessità e obiettivi diversi, che andavano dalla gestione delle anagrafiche degli operatori a quella del contributo di funzionamento proprio dell'Autorità, fino alle raccolte di dati economici e di bilancio e a quelle dei dati necessari per la determinazione delle tariffe dei servizi regolati e per il monitoraggio della qualità dei servizi.

Per la predisposizione di basi di dati adeguate alla successiva analisi ed elaborazione da parte del personale dell'Autorità, è stato implementato un sistema di gestione delle raccolte dati evoluto e flessibile, in grado di soddisfare i requisiti di efficienza, complessità e gestione che nel corso degli anni si sono progressivamente manifestati al crescere delle responsabilità regolatorie (e, conseguentemente, delle esigenze di raccolta dei dati) in carico ad ARERA.

Inoltre, l'Autorità negli ultimi anni ha investito nell'acquisizione della piattaforma SAS, leader di mercato nel campo dell'analisi e della reportistica su grandi moli di dati, con l'obiettivo specifico di rendere disponibile una soluzione potente, versatile e centralizzata per supportare esigenze di elaborazione dei dati sempre più evolute e complesse.

Smart working e lavoro agile

Negli ultimi anni è emersa in maniera sempre più evidente, anche grazie alla disponibilità di dispositivi personali evoluti, l'esigenza di potere svolgere il proprio lavoro con le medesime modalità a prescindere dal luogo in cui ci si trova e dallo strumento con il quale si accede ai servizi informatici.

In questo senso ARERA ha avviato, a partire dal 2018, un progetto pluriennale di ammodernamento volto a garantire sia la fruibilità dei servizi informatici da qualsiasi dispositivo (PC, tablet, cellulari, ecc.), assicurando coerenza di funzionalità e di *user experience*, sia l'indipendenza tra fruibilità dell'informazione e disponibilità degli strumenti informatici, al fine di permettere agli utenti di lavorare anche usando dispositivi personali o pubblici, garantendo al contempo la sicurezza e la riservatezza delle informazioni nel rispetto delle normative vigenti.

Dal punto di vista dell'ottimizzazione dei processi dell'Autorità (e del relativo incremento di efficienza che ne consegue), è stato seguito un approccio fortemente incentrato sulla condivisione delle informazioni, anche grazie a strumenti di *office automation* basati sul *cloud*, che implementa una logica collaborativa nelle attività di preparazione, redazione e verifica di documenti e studi, nonché una pianificazione efficiente delle attività dei singoli Uffici.

A questo fine è stata introdotta un'infrastruttura di *Enterprise Content Management* (ECM) che consente di orientare la gestione documentale in Autorità in un contesto di dematerializzazione e ottimizzazione dei flussi informativi/documentali che, tra le altre cose, prevede una gestione integrata dei processi documentali che permette un ciclo di vita dei documenti condiviso dalle varie applicazioni, controllato e affidabile in tutte le sue fasi, dall'acquisizione alla conservazione.

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



