

RELAZIONE ANNUALE

ATTIVITÀ SVOLTA 2024

VOLUME 2

RELAZIONE ANNUALE

ATTIVITÀ SVOLTA 2024

VOLUME 2

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

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

Volume 2 - Indice

Capitolo 1

Quadro normativo • Intersettoriale

pag. 15

Evoluzione della legislazione europea	»	16
• Normativa eurounitaria nei settori dell'energia	»	16
• Normativa eurounitaria nei settori dell'ambiente	»	20
Evoluzione della legislazione italiana	»	23

Capitolo 2

Rapporti istituzionali e accountability • Intersettoriale

» 39

Coordinamento internazionale	»	40
• Attività europee nei settori dell'energia	»	40
• Attività europee nei settori dell'ambiente	»	43
• Rapporti e iniziative con paesi non appartenenti all'Unione europea	»	46
Rapporti con il Parlamento, il Governo e le altre istituzioni nazionali	»	52
• Audizioni presso il Parlamento	»	52
• Pareri e proposte al Governo	»	61
• Rapporti con altre istituzioni ed enti	»	69
Accountability, trasparenza e anticorruzione	»	73
Quadro strategico 2022-2025	»	76

Capitolo 3

Regolazione nel settore dell'energia elettrica • Settoriale

» 79

Regolazione delle reti e del sistema elettrico	»	80
• Servizio di dispacciamento	»	80
• Servizio di trasporto e distribuzione	»	92
• Piani di investimento per distribuzione e misura	»	94
• Adeguatezza della capacità e sicurezza del sistema	»	97
• Monitoraggio dei mercati all'ingrosso	»	110
• Regolazione <i>output-based</i> dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica	»	111
• Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti	»	116
• Oneri generali di sistema per il settore elettrico	»	124
Regolamenti europei	»	137
Piani di sviluppo della rete di trasmissione	»	142
Tutela dell'ambiente e innovazione	»	146
• Iniziative a sostegno della transizione energetica	»	146
• Progetti pilota e sperimentazioni	»	163

Capitolo 4

Regolazione nel settore del gas • Settoriale

pag. 167

Regolazione delle reti e del sistema gas	» 168
• Servizi di bilanciamento	» 168
• Servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione	» 170
• Accesso al servizio di stoccaggio	» 172
• Monitoraggio dei mercati all'ingrosso	» 176
• Misure per la sicurezza del sistema	» 177
• Qualità dei servizi di trasporto, stoccaggio, distribuzione e misura	» 177
• Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti	» 180
• Gli oneri generali gas per il 2024	» 186
Piani decennali di sviluppo delle reti	» 188
Progetti pilota e sperimentazioni	» 191
Gare per ambito di concessione del servizio di distribuzione	» 192

Capitolo 5

Aspetti comuni della regolazione infrastrutturale nell'energia elettrica e nel gas • Settoriale

» 197

Scenari propedeutici ai piani di sviluppo delle reti energetiche	» 198
Revisione delle modalità di rivalutazione del capitale investito	» 199
Determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito nel secondo periodo di regolazione (2PWACC)	» 200
Regolazione dell'<i>unbundling</i>	» 201

Capitolo 6

Regolazione nel servizio idrico • Settoriale

» 205

Assetti locali e rapporti istituzionali	» 206
• Monitoraggio e <i>governance</i> degli assetti locali	» 206
• Collaborazione con altre istituzioni	» 208
• Redazione di memorie al Parlamento	» 212
Regole e controlli per le predisposizioni tariffarie del quarto periodo regolatorio	» 213
• Contenuti minimi delle proposte tariffarie	» 213
• Verifica degli specifici schemi regolatori	» 216
Ulteriori misure a sostegno del finanziamento delle infrastrutture idriche	» 218
• Stato di attuazione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza	» 218
• Primo stralcio del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico, sezione "acquedotti"	» 220
• Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico	» 221
Regolazione dei rapporti tra operatori e utenti	» 223
• Qualità tecnica	» 223
• Qualità contrattuale	» 226

• Misura	pag. 228
Definizione di regole uniformi e schemi tipo per la regolazione dei rapporti tra enti affidanti e soggetti gestori	» 229
• Schema tipo di bando di gara	» 229

Capitolo 7

Regolazione nel settore del telecalore • Settoriale	» 233

Metodo tariffario transitorio	» 234
Valutazione delle istanze di esclusione	» 236
Monitoraggio delle caratteristiche del settore e del rispetto della regolazione	» 237

Capitolo 8

Regolazione nel ciclo dei rifiuti urbani • Settoriale	» 239

Assetti locali e rapporti istituzionali	» 240
• Collaborazione con altre istituzioni	» 242
• Redazione di memorie al Parlamento	» 243
Regole e controlli per il riconoscimento dei costi efficienti	» 244
• Aspetti applicativi dell'aggiornamento tariffario biennale 2024-2025	» 244
• Approvazioni tariffarie ai sensi del Metodo tariffario rifiuti (MTR-2 e aggiornamento biennale 2024-2025)	» 246
• Massimi di garanzia	» 248
• Sistemi di perequazione	» 249
Qualità del servizio	» 250
• Aggiornamento della qualità tecnica nel settore dei rifiuti urbani e della delibera 18 gennaio 2022, 15/2022/R/rif	» 250
Definizione di regole uniformi e schemi tipo per la regolazione dei rapporti tra enti affidanti e soggetti gestori	» 251
• Schema tipo di bando di gara	» 251
Ricognizione delle articolazioni dei corrispettivi	» 252
Definizione di direttive per la separazione contabile e amministrativa	» 254

Capitolo 9

Mercati retail • Settoriale	» 257

Servizi di tutela e di ultima istanza	» 258
• Mercato elettrico: servizi di maggior tutela e di ultima istanza	» 258
• Mercato del gas: servizi di tutela, ultima istanza e <i>default</i>	» 270
Strumenti a disposizione dei clienti finali	» 276
• Portale Offerte	» 276
• Offerte PLACET	» 280

• Offerte PLACET	pag. 280
• Portale Consumi e messa a disposizione dei dati di misura	» 282
• Iniziative di informazione per il superamento delle tutele di prezzo	» 284
• Rafforzamento e adeguamento del Codice di condotta commerciale	» 285
• La Bolletta del cliente finale dell'energia: revisione della Bolletta 2.0	» 287
• L'assicurazione a favore dei clienti finali del servizio gas	» 288
• L'elenco dei venditori di energia elettrica	» 290
• L'elenco dei venditori di gas naturale	» 291
Regolazione del mercato elettrico e del gas	» 292
• Morosità e disciplina del sistema indennitario	» 292
• Meccanismo di riconoscimento degli oneri generali di sistema	» 295
• Aggiornamenti al Codice di rete per il servizio di distribuzione gas	» 295
• Introduzione della facoltà di scelta del venditore in fase di voltura nel settore gas	» 297
• Regolazione della qualità dei servizi di vendita	» 298
Sistema Informativo Integrato (SII)	» 299
• Centralizzazione delle richieste di prestazioni tecniche	» 299
Meccanismo dei Titoli di efficienza energetica (TEE)	» 300
• Determinazione del contributo tariffario	» 300
• Ripartizione degli obiettivi di risparmio energetico	» 300
Monitoraggio retail	» 301

Capitolo 10

Tutela dei consumatori dei settori regolati • Intersettoriale » 307

Richieste di informazioni, reclami e controversie dei clienti e utenti finali	» 308
• Sportello per il consumatore: l'informazione ai clienti e utenti finali	» 310
• Sportello per il consumatore: ulteriori attività di tutela dei consumatori	» 317
• Il Servizio Conciliazione dell'Autorità	» 319
• Elenco degli organismi ADR nei settori di competenza dell'Autorità	» 327
• Procedure speciali risolutive nel settore dell'energia	» 333
• Reclami, istanze e segnalazioni nei settori idrico, teleriscaldamento e rifiuti	» 335
• Iniziative a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico, gas e idrico	» 341
Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici	» 355
Progetti finanziati mediante il Fondo sanzioni	» 355
Indagini sul livello di soddisfazione dei clienti finali	» 357

Capitolo 11

Vigilanza, sanzioni e contenzioso • Intersettoriale » 365

Indagini, vigilanza e controllo	» 366
Procedimenti sanzionatori e prescrittivi	» 388
Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati	» 397
• Settore elettrico	» 399
• Settore del gas	» 405
Contenzioso	» 408

Capitolo 12

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

pag. 417

Attività propedeutica alla regolazione e provvedimenti adottati nel 2024	» 418
Comunicazione	» 424
Risorse umane	» 433
Gestione economico-finanziaria	» 435
Raccolte dati e strumenti informatici	» 437

Indice delle tavole

TAV. 3.1	Ambiti territoriali che hanno raggiunto l'obiettivo dell'esperimento regolatorio nel 2023	pag. 113
TAV. 3.2	Regolazione incentivante la riduzione della durata delle interruzioni BT con preavviso lunghe per e-distribuzione: sintesi premi e penalità	» 114
TAV. 3.3	Oneri generali	» 125
TAV. 3.4	Effetto energivori: agevolazioni energivori ed elemento A_{ESOS} (della componente A_{SOS}) a copertura delle medesime agevolazioni	» 125
TAV. 3.5	Distribuzione fissa/variabile (comprensivo A_{ESOS} e agevolazioni energivori)	» 126
TAV. 3.6	Valore unitario medio delle componenti A_{SOS} e A_{RIM} pagato da ciascuna tipologia di utenza	» 126
TAV. 3.7	Allocazione dei gettiti dei corrispettivi di rete in vigore nell'anno 2024	» 127
TAV. 3.8	Gettiti dagli oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2024 (componenti A_{SOS} e A_{RIM} e relativi elementi) in milioni di euro	» 127
TAV. 3.9	Dettaglio degli oneri per il supporto delle energie rinnovabili in capo al conto A_{SOS} in milioni di euro	» 132
TAV. 3.10	Energia agevolati e punti di prelievo agevolati per le imprese energivore nel 2024	» 136
TAV. 3.11	Ammontare annuo di mancata contribuzione alla A_{SOS} nel 2024	» 137
TAV. 3.12	Codici di rete e linee guida previsti dal regolamento (CE) 714/2019	» 137
TAV. 3.13	Rendite di congestione alle frontiere relative all'anno 2023	» 142
TAV. 3.14	Primi risultati delle elaborazioni compiute sulla banca dati dei profili di prelievo da POD BTVE	» 164
TAV. 5.1	Valori del WACC per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas	» 201
TAV. 8.1	Stato delle approvazioni delle predisposizioni tariffarie 2020, 2021, 2022-2025 e aggiornamento biennale 2024-2025	» 247
TAV. 8.2	Dimensione, in termini di popolazione, degli ambiti tariffari oggetto di approvazione	» 247
TAV. 9.1	Elenco dei soggetti esercenti il servizio di salvaguardia e valore del parametro Ω	» 264
TAV. 9.2	Elenco dei soggetti esercenti il servizio a tutele graduali per le piccole imprese e valore del parametro β	» 265
TAV. 9.3	Elenco dei soggetti esercenti il servizio a tutele graduali per le microimprese e valore del prezzo di aggiudicazione	» 267
TAV. 9.4	Elenco dei soggetti esercenti il servizio a tutele graduali per le microimprese e valore del prezzo di aggiudicazione	» 268
TAV. 9.5	Esiti procedure FUI 2023-2025 – Assegnatari e valori del parametro β	» 275
TAV. 9.6	Esiti SdD distribuzione 2023-2025 – Assegnatari e valori del parametro γ c€/Smc	» 275
TAV. 9.7	Numero di offerte PLACET presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2024, distinte per tipologia di cliente finale e per <i>commodity</i>	» 281
TAV. 9.8	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	» 293
TAV. 10.1	Volumi in ingresso allo Sportello e al Servizio Conciliazione nel 2024 (settori energia elettrica, gas, idrico, telecalore e rifiuti)	» 308
TAV. 10.2	Chiamate pervenute al <i>call center</i> dello Sportello nel 2024	» 311
TAV. 10.3	Distribuzione chiamate pervenute al <i>call center</i> dello Sportello fra rete fissa e rete mobile nel 2024	» 311
TAV. 10.4	Principali argomenti delle chiamate gestite dal <i>call center</i> dello Sportello (quesiti posti dal chiamante) nel 2024	» 311

TAV. 10.5	Principali argomenti delle chiamate gestite dal <i>call center</i> dello Sportello (contenuto effettivo della conversazione) nel 2024	pag. 312
TAV. 10.6	Livelli di servizio per il <i>call center</i> dello Sportello nel 2024	» 313
TAV. 10.7	Risultati della rilevazione di <i>customer satisfaction</i> per il <i>call center</i> dello Sportello nel 2024	» 313
TAV. 10.8	Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali informative nel 2024	» 316
TAV. 10.9	Organismi iscritti nell'Elenco ADR dell'Autorità al 31 marzo 2025	» 328
TAV. 10.10	Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali risolutive nel 2024	» 334
TAV. 10.11	Argomenti e sub-argomenti relativi ai reclami trasmessi allo Sportello per il settore idrico nel 2024	» 336
TAV. 10.12	Configurazione delle soglie ISEE per accedere ai bonus sociali nel 2024	» 342
TAV. 10.13	Clienti titolari di bonus sociale elettrico e gas per disagio economico (2019-2024)	» 346
TAV. 10.14	Ripartizione percentuale dei nuclei familiari beneficiari di bonus elettrico e gas per disagio economico per area geografica nel 2024	» 350
TAV. 10.15	Ammontare del bonus sociale elettrico e del contributo straordinario per i clienti in stato di disagio economico con ISEE fino a 9.530 euro nel 2024	» 351
TAV. 10.16	Ammontare del bonus sociale elettrico per i clienti in stato di disagio economico con ISEE compreso tra 9.530 e 15.000 euro nel 2024	» 351
TAV. 10.17	Ammontare del bonus sociale gas per i clienti in stato di disagio economico con ISEE fino a 9.530 euro (€/trimestre per punto di riconsegna) nel 2024	» 352
TAV. 10.18	Ammontare del bonus sociale gas per i clienti in stato di disagio economico con ISEE compreso tra 9.530 e 15.000 euro (€/trimestre per punto di riconsegna) nel 2024	» 352
TAV. 10.19	Clienti titolari di bonus elettrico per disagio fisico, anni 2020-2024	» 353
TAV. 10.20	Ripartizione per fasce dei bonus per disagio fisico negli anni 2023 e 2024 (in %)	» 354
TAV. 10.21	Ammontare del bonus sociale elettrico per i clienti in stato di disagio fisico nel 2024	» 354
TAV. 10.22	Fattori di qualità del servizio telefonico: importanza, soddisfazione e insoddisfazione nel 2024 (in %)	» 359
TAV. 10.23	Importanza attribuita dai clienti ai fattori della qualità della risposta e insoddisfazione nel 2024 (in %)	» 361
TAV. 11.1	Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2020-2024 – Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo	» 368
TAV. 11.2	Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2020-2024 – Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo	» 368
TAV. 11.3	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di vendita in materia di erogazione del bonus sociale elettrico e gas (gennaio-novembre 2024)	» 370
TAV. 11.4	Verifiche ispettive nei confronti di imprese utenti del trasporto di energia elettrica, in materia di riconoscimento degli oneri generali di sistema non riscossi dai clienti finali e già versati alle imprese distributrici (luglio-novembre 2024)	» 371
TAV. 11.5	Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti dei venditori di energia elettrica e/o gas naturale, in materia di informazioni precontrattuali fornite ai clienti finali (2024)	» 372
TAV. 11.6	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di produzione di energia elettrica in materia di adeguamento degli impianti ai fini del servizio di riaccensione del sistema elettrico nazionale (novembre-dicembre 2024)	» 373
TAV. 11.7	Verifica ispettiva nei confronti di un'impresa di vendita di energia elettrica in materia di utilizzo del servizio di <i>pre-check</i> (luglio 2024)	» 374
TAV. 11.8	Verifica nei confronti di un'impresa di vendita di energia elettrica in materia di utilizzo dei flussi informativi di <i>switching</i> messi a disposizione del sistema informativo integrato (ottobre 2024)	» 375
TAV. 11.9	Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti i servizi di distribuzione e misura del gas naturale in materia di dichiarazioni dei dati patrimoniali rilevanti ai fini tariffari (aprile-giugno 2024)	» 376

TAV. 11.10	Verifica ispettiva nei confronti di un'impresa esercente il servizio di trasporto e misura del gas in materia di dichiarazioni dei dati patrimoniali rilevanti ai fini tariffari (aprile 2024)	pag. 377
TAV. 11.11	Verifica ispettiva nei confronti di un'impresa regolata, in materia di attuazione di impegni di cui all'articolo 45 del decreto legislativo n. 93/2011 (maggio 2024)	» 378
TAV. 11.12	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio (gennaio-ottobre 2024)	» 379
TAV. 11.13	Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento (novembre-dicembre 2024)	» 380
TAV. 11.14	Provvedimenti prescrittivi 2024	» 396
TAV. 11.15	Esiti del contenzioso dal 1997 al 2024	» 408
TAV. 11.16	Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2024	» 408
TAV. 11.17	Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2024	» 409
TAV. 12.1	Documenti per la consultazione adottati nel 2024 (gennaio-dicembre)	» 419
TAV. 12.2	Andamento mensile della produzione provvedimentoale per l'anno 2024	» 422
TAV. 12.3	Provvedimenti dell'Autorità adottati negli anni 2023 e 2024, suddivisi per macro-aree di intervento	» 423
TAV. 12.4	Personale di ruolo dell'Autorità in servizio al 31 dicembre 2024	» 433
TAV. 12.5	Composizione del personale in servizio al 31 dicembre 2024 per tipo di contratto e qualifica	» 434
TAV. 12.6	Retribuzione annua lorda (in euro) per carriera e grado al 31 dicembre 2024	» 434
TAV. 12.7	Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto (in milioni di euro, al netto delle partite di giro)	» 435

Indice delle figure

FIG. 9.1	Numero di visitatori unici che hanno consultato il Portale Offerte da gennaio 2021 a dicembre 2024 (per mese)	pag. 277
FIG. 9.2	Numero di visite per dispositivo nel quarto trimestre del 2024	» 278
FIG. 9.3	Offerte presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2024, distinte per <i>commodity</i>	» 279
FIG. 9.4	Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il Sistema indennitario nel settore elettrico	» 294
FIG. 9.5	Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il Sistema indennitario nel settore del gas	» 294
FIG. 10.1	Focus principali argomenti delle chiamate gestite dal <i>call center</i> dello Sportello in tema bonus nel 2024	» 313
FIG. 10.2	Principali argomenti delle richieste di informazioni gestite dallo Sportello, per i settori energetici, nel 2024	» 314
FIG. 10.3	Principali argomenti delle richieste di informazioni gestite dallo Sportello, per il settore idrico, nel 2024	» 315
FIG. 10.4	Richieste di attivazione di procedure speciali informative ricevute dallo Sportello nel 2024	» 316
FIG. 10.5	<i>Trend</i> delle domande presentate al Servizio Conciliazione (2017-2024)	» 319
FIG. 10.6	Indice regionale delle domande ricevute dal Servizio Conciliazione nel 2024	» 320
FIG. 10.7	Domande ricevute dal Servizio Conciliazione per settore nel 2024	» 320
FIG. 10.8	Domande ricevute dal Servizio Conciliazione per attivante nel 2024	» 321
FIG. 10.9	Domande ricevute dal Servizio Conciliazione per tipologia di cliente o utente finale nel 2024	» 322
FIG. 10.10	Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio Conciliazione nei settori energetici nel 2024	» 323
FIG. 10.11	Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio Conciliazione nel settore idrico nel 2024	» 323
FIG. 10.12	Andamento delle domande presentate al Servizio Conciliazione nel 2024	» 324
FIG. 10.13	Ripartizione dei casi di convocazione del distributore quale ausilio tecnico per settore nel 2024	» 325
FIG. 10.14	Esiti delle procedure concluse presso il Servizio Conciliazione nel 2024	» 325
FIG. 10.15	Esiti delle procedure concluse presso il Servizio Conciliazione per operatore nei settori energetici nel 2024	» 326
FIG. 10.16	Risultati della <i>customer satisfaction</i> per il Servizio Conciliazione nel 2024	» 327
FIG. 10.17	Domande ricevute per settore – Organismi ADR (2024)	» 330
FIG. 10.18	Principali argomenti oggetto delle controversie, settori energetici – Organismi ADR (2024)	» 331
FIG. 10.19	Principali argomenti oggetto delle controversie, settore idrico – Organismi ADR (2024)	» 331
FIG. 10.20	Principali motivi di inammissibilità delle domande – Organismi ADR (2024)	» 332
FIG. 10.21	Esiti delle procedure concluse – Organismi ADR (2024)	» 332
FIG. 10.22	Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive ricevute dallo Sportello nel 2024	» 334
FIG. 10.23	<i>Trend</i> relativo ai reclami trasmessi all'Autorità e gestiti dallo Sportello nel settore idrico nel 2024	» 337
FIG. 10.24	Reclami anno 2024 – Focus tipologia di utenti finali	» 338
FIG. 10.25	Esito dell'attività di gestione delle istanze scritte nel settore idrico da parte dello Sportello nel 2024	» 338
FIG. 10.26	Focus gestori settore rifiuti – Carta dei servizi – Aggiornamento 2024	» 340
FIG. 10.27	Ripartizione percentuale per numero di componenti dei nuclei familiari beneficiari di bonus sociale elettrico per disagio economico (gennaio-dicembre 2024)	» 347
FIG. 10.28	Ripartizione percentuale per numero di componenti dei nuclei familiari beneficiari di bonus sociale gas per disagio economico (gennaio-dicembre 2024)	» 348

FIG. 10.29	Distribuzione dei bonus sociali elettrici per disagio economico a livello regionale (grafico a barre) e percentuale rispetto ai POD totali domestici della regione (grafico a barre e cartina) nel 2024	pag. 349
FIG. 10.30	Distribuzione dei bonus sociali gas per disagio economico a livello regionale (grafico a barre) e percentuale rispetto ai PDR totali domestici della regione (grafico a barre e cartina) nel 2024	» 349
FIG. 10.31	Indice di soddisfazione sui servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I semestre 2014-2024)	» 358
FIG. 11.1	Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità al 31/12 degli anni indicati	» 383
FIG. 11.2	Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per anno e per settore di attività	» 384
FIG. 11.3	Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per numero di settori di attività in cui operano al 31 dicembre 2024	» 385
FIG. 11.4	Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per settore e natura giuridica al 31 dicembre 2024	» 386
FIG. 11.5	Soggetti accreditati con sede operativa non in Italia al 31 dicembre 2024	» 387
FIG. 11.6	Distribuzione soggetti accreditati con sede operativa in Italia al 31 dicembre 2024	» 387
FIG. 11.7	Atti adottati in relazione all'attività sanzionatoria svolta nel 2024	» 389
FIG. 11.8	Ripartizione dei provvedimenti conclusivi dell'attività sanzionatoria svolta nel 2024	» 391
FIG. 11.9	Reclami archiviati per inammissibilità o improcedibilità nel 2023 e nel 2024	» 398
FIG. 12.1	Andamento dei provvedimenti adottati dall'Autorità nel 2024	» 422



CAPITOLO

1



QUADRO NORMATIVO

INTERSETTORIALE

Evoluzione della legislazione europea

Normativa eurounitaria nei settori dell'energia

Misure emergenziali per fare fronte alla crisi energetica

Il 2024 ha visto l'esaurirsi dell'attività legislativa di carattere emergenziale avviata nel 2022 con una serie di proposte avanzate della Commissione europea per mitigare l'impatto degli alti prezzi dell'energia su famiglie e imprese e preservare la sicurezza degli approvvigionamenti. Tali misure, adottate dal Consiglio ai sensi dell'articolo 122 TFUE che prevede che il Consiglio possa legiferare su misure adeguate alla situazione economica qualora sorgano gravi difficoltà nell'approvvigionamento, in particolare nel settore dell'energia, hanno riguardato:

- i) la riduzione della domanda di gas¹ e di energia elettrica²;
- ii) l'aumento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili³;
- iii) la promozione degli acquisti congiunti di gas, GNL e idrogeno nonché il rafforzamento degli strumenti di solidarietà tra Stati membri in caso di emergenza⁴;
- iv) il contenimento degli aumenti del prezzo del gas oltre determinate soglie⁵;
- v) il riempimento degli stoccaggi di gas (quest'ultima misura introdotta con procedura legislativa ordinaria attraverso il regolamento (UE) 1032/2022 del Parlamento europeo e del Consiglio del 29 giugno 2022 che modifica i regolamenti (UE) 1938/2017 e (CE) n. 715/2009).

In considerazione della perdurante situazione di volatilità dei mercati energetici e di rischio per gli approvvigionamenti nei mercati europei sono stati prorogati sino al 31 dicembre 2024 il regolamento (UE) 2576/2022 che promuove la solidarietà mediante un migliore coordinamento degli acquisti di gas nonché parametri di riferimento affidabili per i prezzi e scambi transfrontalieri di gas; sino al 30 giugno 2024 il regolamento (UE) 2577/2022 che istituisce il quadro per accelerare la diffusione delle energie rinnovabili e sino al 31 gennaio 2025 il regolamento (UE) 2578/2022 che istituisce un meccanismo di correzione del mercato per proteggere i cittadini dell'Unione e l'economia da prezzi eccessivamente elevati. Sono state inoltre mantenute fino a marzo 2024 le misure di riduzione del 15% della domanda di gas per il periodo 1° aprile 2023-31 marzo 2024 rispetto al consumo medio di gas nello stesso periodo dei cinque anni precedenti previste dal regolamento (UE) 1369/2022 del Consiglio del 5 agosto 2022 relativo a misure coordinate di riduzione della domanda di gas. Pur non avendo carattere vincolante, il Consiglio dell'Unione europea ha adottato a marzo del 2024 una raccomandazione che incoraggia gli Stati membri dell'UE a proseguire fino al 31 marzo 2025 le misure di riduzione dei consumi di gas di almeno il 15%.

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

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

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

4 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.

5 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.

Quanto agli obblighi di riempimento degli stoccaggi, con il regolamento di esecuzione 2995/2024 del 29 novembre 2024 sono stati stabiliti i target intermedi per il 2025 di riempimento degli stoccaggi di gas al 1° febbraio, 1° maggio, 1° luglio e 1° settembre per conseguire l'obiettivo di riempimento del 90% al 1° novembre 2025.

Pacchetto "Fit for 55", pacchetto per la decarbonizzazione del settore del gas e riforma del mercato dell'elettricità

Nel corso del 2024, in concomitanza con il termine del mandato della Commissione europea, si è concluso il processo legislativo avviato nel 2022 sul pacchetto di proposte c.d. "Fit for 55" presentate dalla Commissione europea a luglio del 2021 e volte a rivedere e aggiornare la legislazione dell'UE per attuare il *Green Deal* europeo, conseguire gli obiettivi di neutralità climatica al 2050 e rendere le politiche dell'UE in materia di clima, energia, trasporti e fiscalità idonee a ridurre le emissioni nette di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030, rispetto ai livelli del 1990. Con tali atti sono state altresì integrate nella legislazione ordinaria talune disposizioni emergenziali quali l'accelerazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, la promozione degli acquisti congiunti di gas, GNL e idrogeno e il rafforzamento degli strumenti di solidarietà tra Stati membri in caso di emergenza.

Nel 2024, con riferimento al settore dell'energia, sono stati pubblicati sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea i seguenti atti normativi che vanno a completare l'insieme delle misure già entrate in vigore nel corso del 2023⁶ e di cui è stata fornita descrizione nella *Relazione Annuale 2023*:

1. Direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024, relativa a norme comuni per i mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno, che modifica la direttiva (UE) 2023/1791 e che abroga la direttiva 2009/73/CE (rifusione), e regolamento (UE) 1789/2024 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 sui mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno, che modifica i regolamenti (UE) n. 1227/2011, (UE) 1938/2017, (UE) 942/2019 e (UE) 869/2022 e la decisione (UE) 2017/684 e che abroga il regolamento (CE) n. 715/2009. Il pacchetto legislativo delinea il quadro normativo per lo sviluppo del nascente mercato dell'idrogeno, con un periodo transitorio fino al 2033, e definisce, in analogia al quadro vigente per il mercato del gas naturale, le condizioni regolatorie per l'operatività del mercato dell'idrogeno quali l'accesso a parti terze, lo sviluppo di infrastrutture dedicate prevedendo il recupero nel tempo dei costi di investimento attraverso le tariffe di accesso alla rete, norme in materia di separazione delle attività, criteri tariffari e divieto di sussidi incrociati. Le norme intervengono altresì nella promozione dell'accesso dei gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio nelle reti del gas proponendo l'eliminazione di tariffe transfrontaliere ai punti di interconnessione e sconti tariffari per la loro iniezione in rete. Inoltre, si prevede la pianificazione integrata delle reti di trasporto dell'elettricità, del gas naturale e dell'idrogeno in un'ottica di maggiore integrazione settoriale e in considerazione di scenari futuri di riduzione della domanda di gas. Quanto al settore del gas naturale, le misure intervengono

⁶ Direttiva (UE) 2023/2413 del Parlamento europeo e del Consiglio del 18 ottobre 2023 che modifica la direttiva (UE) 2018/2001, il regolamento (UE) 1999/2018 e la direttiva n. 98/70/CE per quanto riguarda la promozione dell'energia da fonti rinnovabili e che abroga la direttiva (UE) 2015/652 del Consiglio (c.d. REDIII).
Direttiva (UE) 2023/1791 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 settembre 2023 sull'efficienza energetica e che modifica il regolamento (UE) 955/2023 (rifusione).
Regolamento (UE) 1804/2023 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 settembre 2023 sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi, e che abroga la direttiva 2014/94/UE (c.d. Regolamento AFIR).

prevalentemente nel settore *retail* introducendo regole volte alla difesa ed *empowerment* dei consumatori. Si introducono infine in maniera strutturale nel disegno del mercato del gas parte delle misure emergenziali volte a rafforzare la sicurezza delle forniture quali l'aggregazione della domanda e gli acquisti congiunti di gas e le misure di solidarietà tra Stati membri in caso di crisi di approvvigionamento.

2. Direttiva (UE) 2024/1711 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 per quanto riguarda il miglioramento dell'assetto del mercato dell'energia elettrica dell'Unione che modifica le direttive (UE) 2018/2001 e (UE) 2019/944 e regolamento (UE) 1747/2024 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 per quanto riguarda il miglioramento dell'assetto del mercato dell'energia elettrica dell'Unione che modifica i regolamenti (UE) 942/2019 e (UE) 943/2019. La riforma del mercato dell'energia elettrica, pur inquadrandosi in un contesto emergenziale come strumento per adeguare il mercato dell'elettricità a situazioni di crisi prevedendo norme specifiche in caso di crisi dei prezzi, introduce elementi volti a favorire una maggiore diffusione delle fonti energetiche rinnovabili. Si introducono a tal riguardo misure di contrattazione a lungo termine, tra le quali la promozione di contratti di acquisto di energia PPA, l'utilizzo di Contratti alle Differenze (CfD) come unico strumento di supporto diretto per la promozione delle fonti rinnovabili e strumenti competitivi per lo sviluppo di risorse di flessibilità e accumuli. Vengono altresì introdotte misure per una migliore protezione dei consumatori attraverso, tra l'altro, norme specifiche alla protezione dalle disconnessioni per i consumatori vulnerabili e in condizioni di povertà energetica, alla disponibilità di contratti fissi e a prezzi dinamici, alla fornitura di ultima istanza, alla promozione della condivisione di energia (*energy sharing*) e alla possibilità di introdurre regolazione di prezzo anche sottocosto in situazioni emergenziali. Infine, i meccanismi di remunerazione della capacità, di cui si prevede lo snellimento e semplificazione delle procedure di attuazione, vengono resi un elemento più strutturale nel disegno del mercato dell'elettricità.
3. Regolamento (UE) 2024/1106 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 aprile 2024, che modifica i regolamenti (UE) n. 1227/2011 e (UE) 942/2019 per quanto riguarda il miglioramento della protezione dell'Unione dalla manipolazione del mercato nel mercato dell'energia all'ingrosso. La norma mira a ridurre i rischi di abuso di mercato nei mercati all'ingrosso dell'energia, rafforzando il ruolo e i poteri dell'Agenzia di cooperazione dei regolatori dell'energia (ACER) e la cooperazione tra l'ACER, le Autorità di regolazione nazionali per l'energia, ESMA e le autorità finanziarie nazionali. Vengono a tal riguardo rafforzati e ampliati i poteri e gli strumenti investigativi di ACER nei casi di presunte violazioni di carattere transfrontaliero, previo coinvolgimento dei regolatori nazionali qualora sia già in corso, o sia stata già condotta, un'indagine sullo stesso caso e sia stata accertata l'esistenza o meno di una violazione.
4. Regolamento (UE) 1787/2024 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 sulla riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia e che modifica il regolamento (UE) 2019/942. Il regolamento ha l'obiettivo di ridurre le emissioni di metano nel settore dell'energia attraverso la definizione di norme che riguardano: i) misurazione, verifica e comunicazione delle emissioni; ii) programmi di rilevamento e riparazione delle perdite; iii) trasparenza sulle emissioni derivanti dalle importazioni di energia fossile nell'Unione europea. I costi e gli investimenti sostenuti dagli operatori per l'ottemperanza alle disposizioni del regolamento sono riconosciuti dal regolatore nazionale nelle tariffe di rete. Le autorità competenti designate da ciascuno Stato membro avranno il compito di assicurare il monitoraggio e la raccolta dei dati, il controllo di conformità inclusa l'attuazione di ispezioni e verifiche e di attuare misure correttive, tra le quali la possibilità di irrogare sanzioni.
5. Direttiva (UE) 2024/1275 del Parlamento europeo e del Consiglio del 24 aprile 2024 sulla prestazione energetica nell'edilizia (rifusione) che fissa obiettivi per ridurre il consumo energetico complessivo negli edifici dell'Unione europea. Viene a tal fine introdotta una traiettoria nazionale per ridurre il consumo medio di

energia primaria degli edifici residenziali del 16% entro il 2030 e del 20-22% entro il 2035. Per gli edifici non residenziali, il 16% al 2030 e il 26% entro il 2033 dovrà superare una determinata soglia di prestazione energetica. Gli Stati membri avranno la possibilità di esentare da tali obblighi determinate categorie di edifici residenziali e non residenziali. Inoltre, le "emissioni zero" diventeranno la norma per i nuovi edifici: dal 1° gennaio 2028 tutti gli edifici nuovi di proprietà pubblica, residenziali e non, non dovranno generare emissioni in loco da combustibili fossili, mentre per tutti gli altri edifici nuovi l'obbligo varrà dal 1° gennaio 2030.

Nuovo assetto istituzionale

Il 2024 ha visto altresì l'insediamento della nuova Commissione europea per il quinquennio 2024-2029. Una delle priorità politiche della Commissione europea è coniugare le politiche di decarbonizzazione con quelle della competitività del tessuto economico europeo. Tale priorità si tradurrà nel c.d. "Patto per l'industria pulita" (*Clean Industrial Deal*) di cui uno dei principali componenti è la disponibilità di prezzi dell'energia accessibili per cittadini e imprese. Il tema della competitività dell'economia europea sarà un tema trasversale rispetto ai portafogli di competenze dei Commissari europei; le competenze principali sui temi dell'energia e della transizione energetica ricadranno tuttavia nei portafogli del Vicepresidente esecutivo, per una Transizione Pulita, Giusta e Competitiva, Teresa Ribera e del Commissario per l'Energia e l'Housing, Dan Jørgensen. In particolare, la Vicepresidente Ribera avrà un ruolo guida, insieme al Vicepresidente Esecutivo per la Prosperità e la Strategia industriale Stéphane Séjourné, sul "*Clean Industrial Deal*". La nuova Commissione conferma le ambizioni per conseguire gli obiettivi in materia di clima ed energia al 2030, semplificando e rendendo più efficace il percorso per il loro raggiungimento, e per creare un quadro legislativo, attraverso l'introduzione dell'obiettivo di riduzione delle emissioni del 90% al 2040, per conseguire la neutralità climatica al 2050. Tra gli strumenti a supporto del tessuto economico vi è la riforma delle norme europee sugli aiuti di Stato per favorire quelli orientati alla transizione pulita, in particolare allo sviluppo di fonti energetiche rinnovabili e che stimolino la mobilitazione di investimenti privati.

Quanto al settore energetico, il tema degli alti prezzi dell'energia è identificato quale elemento chiave per garantire la competitività dell'economia europea. Tra gli strumenti per affrontare la questione vi è il maggior ricorso alle fonti rinnovabili in ragione dei loro minori costi operativi e la riduzione della dipendenza dell'UE dai combustibili fossili. Tra gli interventi che avranno carattere di priorità vi sono:

- "*Action plan for affordable energy*" quale contributo del settore energia al "*Clean Industrial Deal*";
- *Roadmap* per eliminare la dipendenza dai combustibili fossili della Russia;
- "*Clean energy investment plan*" per ridurre i rischi negli investimenti in tecnologie pulite e sbloccare investimenti privati;
- "*Electrification action plan*" per accompagnare la transizione del settore industriale attraverso un sistema energetico basato sulla elettrificazione dei consumi.

Con le elezioni europee di giugno 2024 sono state altresì definite le composizioni delle Commissioni parlamentari del Parlamento europeo. Per ciò che attiene ai temi afferenti all'energia e agli aspetti ambientali, l'articolazione del Parlamento europeo vede le Commissioni Industria, Ricerca ed Energia (ITRE) e Ambiente, Salute pubblica e Sicurezza alimentare (ENVI) quelle maggiormente coinvolte. Le due commissioni sono altresì quelle che contano il maggior numero di componenti – 90 ciascuno – segno della rilevanza che il nuovo Parlamento europeo attribuisce al tema della transizione ecologica.

Normativa eurounitaria nei settori dell'ambiente

Aggiornamenti sulla legislazione europea nel settore idrico

Il 23 gennaio 2024 la Commissione europea ha adottato tre decisioni di esecuzione e tre regolamenti delegati che introducono nuovi standard igienici minimi per materiali e prodotti di contatto con le acque potabili negli Stati membri dell'Unione europea, ad integrazione della direttiva europea sulle acque potabili (UE) 2020/2184 del 16 dicembre 2020. Tali atti esecutivi, da marzo 2024, riguardano specificamente le seguenti materie:

- l'istituzione degli elenchi positivi europei delle sostanze di partenza, delle composizioni e dei costituenti di cui è autorizzato l'uso nella fabbricazione dei materiali o prodotti che vengono a contatto con le acque destinate al consumo umano (decisione di esecuzione C(2024) 237 final);
- le procedure e i metodi per testare e accettare i materiali finali utilizzati nei prodotti che vengono a contatto con le acque destinate al consumo umano (decisione di esecuzione C(2024) 238 final);
- le metodologie per testare e accettare le sostanze di partenza, le composizioni e i costituenti da includere negli elenchi positivi europei (decisione di esecuzione C(2024) 239 final);
- la procedura relativa all'inclusione o alla rimozione dagli elenchi positivi europei di sostanze di partenza, composizioni e costituenti (regolamento delegato C(2024) 240 final);
- le procedure di valutazione della conformità per i prodotti che vengono a contatto con le acque destinate al consumo umano e le norme per la designazione degli organismi di valutazione della conformità coinvolti nelle procedure (regolamento delegato C(2024) 241 final);
- le specifiche armonizzate per la marcatura dei prodotti che vengono a contatto con le acque destinate al consumo umano (regolamento delegato C(2024) 242 final).

Il 24 giugno 2024 è stato adottato il regolamento (UE) 1991/2024 che modifica il regolamento (UE) 869/2022. Si tratta del primo provvedimento di questo genere a livello continentale, integrato nella strategia della Commissione europea sulla biodiversità, che stabilisce obiettivi vincolanti per ripristinare gli ecosistemi degradati, in particolare quelli con il maggior potenziale di cattura e di stoccaggio del carbonio, nonché per prevenire e ridurre l'impatto delle catastrofi naturali. Partendo dal presupposto che l'80% degli habitat naturali nell'Unione europea sono classificati come deboli, il regolamento prevede il ripristino delle zone umide, dei fiumi, delle foreste, delle praterie, degli ecosistemi marini e delle specie animali che li popolano.

Nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea del 12 dicembre 2024 è stata pubblicata la direttiva n. 3019 del 27 novembre 2024, concernente il trattamento delle acque reflue urbane, che gli Stati membri dovranno recepire entro il 31 luglio 2027.

La nuova direttiva sul trattamento delle acque reflue urbane ha aggiornato la precedente che risale al 1991, ampliandone l'ambito di applicazione. Tra le maggiori novità, le nuove norme introducono i seguenti obblighi per gli Stati membri:

- ampliare l'ambito di applicazione a tutti gli agglomerati con 1.000 abitanti equivalenti (a.e.) o più, rispetto ai 2.000 a.e. dell'attuale direttiva;
- realizzare reti fognarie per le acque reflue urbane in tutti gli agglomerati con 1.000 a.e. o più entro il 2035;

- se la realizzazione di una rete fognaria non è giustificata, fattibile o efficace sotto il profilo dei costi, gli Stati membri possono utilizzare sistemi individuali per raccogliere e trattare le acque reflue urbane;
- elaborare un piano integrato di gestione delle acque reflue urbane che comprenda gli agglomerati con oltre 100.000 a.e. entro il 2033 e gli agglomerati a rischio con un numero di a.e. compreso tra 10.000 e 100.000 entro il 2039. Tali piani integrati di gestione saranno riesaminati almeno ogni sei anni;
- sottoporre le acque reflue urbane a un trattamento secondario prima dello scarico nell'ambiente in tutti gli agglomerati con 1.000 a.e. o più entro il 2035;
- garantire entro il 2039 e il 2045 l'applicazione rispettivamente del trattamento terziario e quaternario negli impianti di maggiori dimensioni che trattano un carico di 150.000 a.e. o più, con traguardi intermedi nel 2033 e nel 2036 per il trattamento terziario e nel 2033 e nel 2039 per il trattamento quaternario;
- estendere gli obblighi di trattamento terziario e quaternario entro il 2045 per gli agglomerati più piccoli con 10.000 a.e. o più che scaricano in zone che soddisfano determinati criteri basati sul rischio. A tal proposito, è stata introdotta una deroga all'obbligo relativo al trattamento terziario nei casi in cui le acque reflue urbane trattate sono riutilizzate per l'irrigazione agricola, a condizione che non vi siano rischi ambientali e sanitari;
- per coprire i costi aggiuntivi derivanti dal trattamento quaternario e in linea con il principio "*chi inquina paga*", i produttori di prodotti farmaceutici e cosmetici che provocano l'inquinamento delle acque reflue urbane con microinquinanti dovrebbero contribuire almeno all'80% dei costi di tale trattamento supplementare mediante un regime di responsabilità estesa del produttore;
- raggiungere l'obiettivo di neutralità energetica entro il 2045 per gli impianti di trattamento delle acque reflue urbane, che dovranno produrre energia da fonti rinnovabili, in base ad audit energetici periodici, con traguardi intermedi progressivi. Tale energia può essere prodotta in loco o altrove e fino al 35% dell'energia da fonti non fossili può essere acquistato da fonti esterne, percentuale che si applica solo all'obiettivo finale.

Il 1° dicembre 2024 è formalmente iniziato il mandato quinquennale del nuovo Collegio di 27 Commissari europei⁷.

Sviluppi normativi comunitari in materia di rifiuti urbani

La produzione normativa comunitaria in materia di rifiuti urbani ha risentito del contesto generale, caratterizzato dal termine della legislatura e dal conseguente insediamento del nuovo Parlamento europeo, così come dalla nomina della nuova Commissione. Parlamento e Consiglio si sono adoperati per finalizzare, in conclusione di mandato, innovazioni normative e regolamentari già definite, con l'eccezione del nuovo regolamento sugli imballaggi, la cui laboriosa approvazione ha richiesto confronti interistituzionali che si sono protratti oltre la fine della legislatura. La Commissione ha poi ripreso la propria iniziativa legislativa dopo l'insediamento del nuovo esecutivo, che ha rapidamente promosso iniziative di notevole interesse per gli sviluppi delle politiche di promozione dell'economia circolare e di gestione dei rifiuti integrata con gli obiettivi generali di sostenibilità ambientale dell'economia.

Si segnalano, di seguito, le norme approvate o in fase di esame avanzato di maggiore rilievo per il settore dei rifiuti:

⁷ Il mandato ricevuto dai singoli Commissari europei può essere consultato nella pagina ufficiale della Commissione europea al seguente link: commission.europa.eu/about/organisation/college-commissioners_en.

- il nuovo regolamento sul trasporto dei rifiuti (regolamento (UE) 1157/2024 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 aprile 2024, che modifica i regolamenti (UE) n. 1257/2013 e (UE) 1056/2020 e abroga il regolamento (CE) n. 1013/2006, avente ad oggetto la ridefinizione della disciplina sulla spedizione dei rifiuti), che specifica, rivede e rende maggiormente rigorosi i criteri di ammissibilità del trasporto transfrontaliero dei rifiuti, consentendone le spedizioni intracomunitarie, se notificate, finalizzate al recupero ma generalmente vietando l'esportazione di rifiuti destinati a smaltimento. Il trasporto transfrontaliero di rifiuti da smaltire è ammesso eccezionalmente solo se preventivamente autorizzato dalle Autorità nazionali coinvolte;
- l'accordo del 18 marzo 2024 sul regolamento sulle materie prime critiche (regolamento (UE) 1252/2024 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 aprile 2024, che istituisce un quadro generale di riferimento e che modifica la precedente regolamentazione, affidata ai regolamenti (UE) n. 168/2013, (UE) 858/2018, (UE) 1724/2018 e (UE) 1020/2019), del quale vale evidenziare un'applicazione concreta della politica di rafforzamento dell'economia circolare attraverso la declinazione quantitativa dell'obiettivo di circolarità al 25%;
- la modifica alla direttiva quadro sui rifiuti, *"Proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio che modifica la direttiva 2008/98/CE relativa ai rifiuti"* (proposta dalla Commissione il 5 luglio 2023, dossier interistituzionale 2023/0234/COD), tesa a introdurre obiettivi quantitativi di riduzione dei rifiuti alimentari, nonché ad introdurre obblighi di raccolta differenziata specifici per i rifiuti tessili e ad istituire un regime di responsabilità estesa del produttore (EPR) finalizzato alla raccolta ed al riciclo di tali rifiuti. La proposta legislativa, approvata con modifiche dal Parlamento in prima lettura il 13 marzo 2024, è stata esaminata il 17 giugno dal Consiglio, che ha adottato un orientamento generale senza, tuttavia, approvarla. Il negoziato interistituzionale, avviato nell'ottobre 2024 ma non concluso entro l'anno, è stato finalizzato nel febbraio 2025 tramite un accordo provvisorio, che al momento della redazione della presente *Relazione Annuale* è in attesa di approvazione definitiva. Nella versione della proposta di direttiva approvata dal Parlamento appare rilevante la previsione di una complessiva revisione ad opera della Commissione, che apre la prospettiva di un ridisegno del quadro stesso di riferimento per la gestione dei rifiuti e per gli obiettivi di economia circolare. Il testo approvato prevede l'inserimento, nella direttiva quadro rifiuti, di un nuovo articolo 42-bis (*"Valutazione e revisione della direttiva quadro sui rifiuti"*), che dispone che *"entro il 31 dicembre 2026 la Commissione effettua una valutazione della presente direttiva. La Commissione presenta una relazione sui risultati della valutazione al Parlamento europeo e al Consiglio. Ove opportuno, la relazione è accompagnata da una proposta legislativa"*;
- l'approvazione definitiva, il 16 dicembre 2024, del nuovo regolamento imballaggi (regolamento (UE) 40/2025 sugli imballaggi e i rifiuti di imballaggio, che modifica il regolamento (UE) 1020/2019 e la direttiva (UE) 904/2019 e che abroga la direttiva (UE) 94/62/CE, pubblicato in GU UE serie L del 22 gennaio 2025), che tende a ridurre la produzione di imballaggi, a regolarne l'efficienza (riduzione di peso e volume), ad incentivare il riuso degli imballaggi e ad introdurre obblighi d'uso di materiali riciclati nella produzione di nuovi imballaggi.

Il rilancio dell'economia circolare quale carattere distintivo della nuova Commissione

Jessika Roswall (SE), neo-Commissaria per l'Ambiente, la resilienza idrica e l'economia circolare competitiva, è responsabile per la realizzazione del Green Deal ed è incaricata di predisporre un *"Atto sull'economia circolare"*. Di grande interesse per le attività di questa Autorità è il cambiamento di approccio che, nella definizione delle deleghe prospettata dalla *"lettera di missione"* (il documento rivolto dalla Presidente ai Commissari designati che, nell'indicare la candidatura, ne specifica compiti ed obiettivi) alla Commissaria Roswall, punta ad una *"imple-*

mentazione semplice” e condivisa della normativa ambientale, alla prioritizzazione degli investimenti ed all’utilizzo degli incentivi. In particolare, la Commissaria è responsabile per l’elaborazione di “*Circular Economy Act*” (CEA), contenente misure per sviluppare la domanda di materie prime secondarie e creare un mercato interno dei rifiuti riciclabili. Il CEA è un insieme di programmi, cambiamenti alla regolamentazione esistente e nuova legislazione, il cui obiettivo è quello di accrescere il tasso di circolarità dell’economia europea che, in breve, si può definire come tasso di riutilizzo nel processo economico dei materiali già utilizzati o provenienti dai rifiuti. Il CEA risponde all’esigenza di un intervento organico e di forte cambiamento, originato dalla constatazione multipla della lentezza del processo di avvicinamento alla circolarità, della difficoltà di molti Stati membri di rispettare gli obiettivi di riciclo, del basso livello degli scambi intracomunitari di rifiuti riciclabili, della persistente differenza di prezzo tra materia prima vergine e materiale riciclato.

Verosimilmente, il CEA, che la Commissione si impegna a presentare nel corso del 2025 per svilupparne le implicazioni normative entro il 2026, si focalizzerà su:

- un sostegno alla maggiore funzionalità del mercato interno dei rifiuti/materiali riciclabili, favorita da standardizzazione, certificazione d’origine e facilitazione dell’utilizzo e nuova immissione;
- un aumento del tasso di riciclo, anche grazie a maggiori investimenti in infrastrutture ed a un miglioramento della qualità delle raccolte differenziate;
- l’adozione di regole e metodi per ridurre il gap di prezzo tra le materie prime vergini e secondarie, così da incoraggiare un maggiore utilizzo di materiali riciclati;
- l’estensione di obblighi di utilizzo di materiali riciclati, come già introdotti dal ricordato regolamento imballaggi, così da aumentarne la domanda e indirettamente favorire economie di scala nella produzione di materiali riciclati.

Evoluzione della legislazione italiana

Dei numerosi interventi legislativi adottati nel corso 2024 in materia energetico-ambientale, si darà evidenza nel seguito delle principali disposizioni normative di più diretto interesse di questa Autorità di regolazione per energia reti e ambiente.

Con il decreto-legge 15 novembre 2023, n. 161, convertito dalla legge 11 gennaio 2024, n. 2, sono adottate disposizioni urgenti per l’adozione del Piano Mattei, il documento programmatico-strategico volto a promuovere lo sviluppo negli Stati africani. In particolare, il comma 2 dell’articolo 1 individua gli ambiti di intervento e le priorità di azione, che comprendono tra gli altri: l’approvvigionamento e lo sfruttamento sostenibile delle risorse naturali, incluse quelle idriche ed energetiche, la tutela dell’ambiente e l’adattamento ai cambiamenti climatici, l’economia circolare e il riciclo.

Delle numerose disposizioni contenute nel decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, convertito dalla legge 2 febbraio 2024, n. 11, recante “Disposizioni urgenti per la sicurezza energetica del Paese, la promozione del ricorso alle fonti rinnovabili di energia, il sostegno alle imprese a forte consumo di energia e in materia di ricostruzione nei territori colpiti dagli eccezionali eventi alluvionali verificatisi a partire dal 1° maggio 2023”, si evidenziano quelle di più diretto interesse.

L'articolo 1 ("Misure per promuovere l'autoproduzione di energia rinnovabile nei settori energivori soggetti al rischio di delocalizzazione attraverso la cessione dell'energia rinnovabile a prezzi equi ai clienti finali energivori") che, al comma 2, affida al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica la definizione di un meccanismo per lo sviluppo di nuova capacità di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili alle imprese a forte consumo di energia, secondo determinati criteri. Si prevede poi, in particolare, la restituzione dell'energia elettrica rinnovabile e delle relative garanzie di origine oggetto di anticipazione sulla base di contratti per differenza stipulati tra l'impresa e il GSE, recanti almeno le seguenti condizioni:

- la potenza oggetto del contratto o, nel caso di una molteplicità di impianti, dei contratti è tale per cui, sulla base delle stime sulla produzione attesa annua effettuate dal GSE e differenziate in ragione della tipologia e della localizzazione degli impianti, l'energia elettrica rinnovabile complessivamente ceduta al termine del contratto sia pari in valore atteso a quella oggetto di anticipazione. Nel caso in cui il contratto abbia a oggetto una quota parte della potenza degli impianti, l'energia ceduta al GSE è determinata mediante ripartizione pro quota in ciascun periodo rilevante sulla base della potenza contrattualizzata;
- al fine di riconoscere adeguata remunerazione al servizio di anticipazione svolto dal GSE, il prezzo di cessione è pari al prezzo dell'energia anticipata dal GSE, senza prevedere alcuna rivalutazione per l'inflazione;
- la durata del periodo di restituzione è di 20 anni a decorrere dalla data di entrata in esercizio degli impianti;
- la produzione attesa è resa disponibile sul mercato elettrico gestito dal GME;
- fermo restando quanto precedentemente disposto e illustrato, si applica la disciplina contrattuale prevista in materia di supporto alla produzione di energia rinnovabile da impianti che utilizzano tecnologie mature;
- ai fini della stipula dei contratti per differenza a due vie, le imprese iscritte nell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica presentano idonea garanzia a copertura dei rischi per il mancato adempimento delle obbligazioni assunte;
- a copertura del premio della garanzia di cui sopra, può essere riconosciuto un contributo di valore complessivo non superiore a 100 milioni e non superiore a 1 milione per ciascuna impresa, nel rispetto della disciplina comunitaria in materia di aiuti di Stato. Precisa che il contributo a copertura del premio della garanzia può essere riconosciuto attraverso la variazione degli importi da regolare nell'ambito dei contratti per differenza a due vie;
- per i contratti di approvvigionamento a termine di energia rinnovabile stipulati tra le imprese iscritte nell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica e i soggetti terzi è promossa l'utilizzazione della piattaforma gestita dal GME.

Il comma 3 prevede che l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente individui le modalità per la copertura degli oneri derivanti dall'anticipazione dell'energia nella disponibilità del GSE, nonché le modalità di riconoscimento e di copertura degli eventuali oneri derivanti dalla lettera m), comma 2, a valere sulla componente degli oneri generali afferenti al sistema elettrico destinata al sostegno delle fonti rinnovabili di energia.

Il comma 4-*bis* riconosce ai titolari dei contratti per differenza stipulati con il GSE, ai sensi della disciplina contenuta nel decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica n. 341/2022 (*electricity release*), che non implicano lo scambio fisico di energia elettrica, la facoltà di recedere senza l'applicazione di penali e senza la regolazione delle differenze tra il prezzo di allocazione ed il prezzo medio di riferimento zonale maturati durante il periodo di vigenza contrattuale. Tali modalità si applicano anche in caso di recesso già esercitato alla data di entrata in vigore della legge di conversione del decreto.

L'articolo 2 ("Misure per il rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale e la relativa flessibilità"), al comma 1, sostituisce l'articolo 16 ("Misure per fronteggiare l'emergenza derivante dal rincaro dei prezzi dei prodotti energetici attraverso il rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento di gas naturale a prezzi equi") del decreto-legge n. 17/2022. Il comma 1 del nuovo articolo 16 stabilisce dunque che, entro 30 giorni dalla data di entrata in vigore della disposizione, il GSE avvii, su direttiva del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, procedure per l'approvvigionamento di lungo termine di gas naturale di produzione nazionale a prezzi ragionevoli mediante invito, al fine di contribuire al rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale e, contestualmente, alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti. Il comma 2 del nuovo articolo 16 stabilisce che sono legittimati a partecipare alle procedure per l'approvvigionamento di lungo termine i titolari di concessioni esistenti i cui impianti di coltivazione di gas naturale sono situati in tutto o in parte in aree considerate compatibili nell'ambito del Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee, anche nel caso di concessioni improduttive o in condizione di sospensione volontaria delle attività e considerando i soli vincoli classificati come assoluti dal Piano stesso e già costituiti alla data di entrata in vigore della disposizione, nonché garantendo il rispetto della normativa UE e degli accordi internazionali.

L'Autorità individua le modalità con le quali la differenza, definita in esito a ciascuna procedura di allocazione, tra i proventi di aggiudicazione e il relativo costo riconosciuto dal GSE è destinata alla riduzione delle tariffe per il servizio di trasporto e distribuzione a favore dei clienti finali ammessi alla specifica procedura. Nel determinare l'entità di tale riduzione, l'Autorità applica un criterio *pro quota* tra i clienti finali, in ragione delle quantità offerte dagli stessi nell'ambito della specifica procedura (comma 9, nuovo articolo 16). La quantità di diritti oggetto dei contratti di acquisto di lungo termine per i diritti sul gas è rideterminata al 31 gennaio di ogni anno sulla base delle effettive produzioni nel corso dell'anno precedente (comma 11 del nuovo articolo 16). Il comma 2 dell'articolo 2 in esame stabilisce che le opere finalizzate alla costruzione e all'esercizio di terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto *on-shore*, nonché le connesse infrastrutture, per le quali alla data di entrata in vigore del decreto sia stato rilasciato il provvedimento di autorizzazione, costituiscono interventi strategici di pubblica utilità, in considerazione della necessità di incrementare la flessibilità delle fonti di approvvigionamento del gas naturale e delle esigenze di sicurezza energetica nazionale. Il comma 2-*bis* apporta modifiche alla disciplina istitutiva del fondo finalizzato a coprire i ricavi per il servizio di rigassificazione e di acquisto o realizzazione degli impianti di rigassificazione *off-shore* (articolo 5, comma 8, del decreto-legge n. 50/2022). L'eventuale importo residuo del fondo è destinato a finanziare i fattori di copertura dei ricavi del servizio di rigassificazione previsti dalla vigente regolazione tariffaria, a beneficio degli utenti e dei consumatori. Si rinvia a un decreto del Ministero dell'economia e delle finanze di concerto con il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, sentita l'Autorità, la definizione dei criteri di accesso e delle modalità di impiego del Fondo, la cui gestione è affidata alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA). Il comma 2-*ter* apporta modifiche alla legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021 (legge n. 118/2022), prevedendo che, in sede di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, le condizioni economiche offerte da ciascun concorrente contengano anche l'effettuazione di interventi di efficienza energetica, realizzabili nell'ambito territoriale minimo di riferimento per conseguire risparmi di energia addizionali rispetto agli obiettivi annuali definiti *ex lege* dal decreto legislativo n. 164/2000. Qualora le imprese di distribuzione del gas aggiudicatarie non conseguano la quota addizionale di risparmio energetico che si sono impegnate a conseguire in sede di gara, sono tenute a versare agli enti locali appartenenti all'ambito territoriale interessato il contributo tariffario determinato dal Regolatore nazionale per la remunerazione degli interventi di efficientamento energetico con l'applicazione di una maggiorazione, a titolo di

penale, commisurata alla quantità di energia non risparmiata per singola annualità. Il contributo tariffario è versato agli enti locali appartenenti all'ambito, in luogo dell'effettuazione degli interventi di efficientamento energetico, nelle more della definizione di apposite procedure operative per la valutazione e la certificazione dei risparmi associati agli interventi stessi. Le modalità per la definizione delle procedure operative sono stabilite in sede di aggiornamento del regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale (DM 226/2011).

L'articolo 4-*ter* ("Ulteriori disposizioni per la promozione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili"), al comma 4, demanda all'Autorità il compito di disciplinare, su proposta del GSE, le modalità per la graduale fuoriuscita, a decorrere dal 31 dicembre 2024, degli impianti in esercizio operanti lo scambio sul posto, in attuazione della disposizione di cui all'articolo 9 del decreto legislativo n. 199/2021. Tale norma prevede che il meccanismo incentivante dello scambio sul posto sia soppresso decorsi 90 giorni dall'entrata in vigore dei decreti ministeriali attuativi dei nuovi incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (non ancora adottati) e nuovi impianti che entreranno in esercizio dopo tale data potranno accedere ai nuovi meccanismi incentivanti, ovvero al ritiro dedicato dell'energia. All'Autorità è attribuito il compito di determinare le modalità per il ritiro dell'energia elettrica, facendo riferimento a condizioni economiche di mercato. Il comma 5 prevede che, per garantire maggiore prevedibilità e semplificare la gestione nell'erogazione dei corrispettivi relativi al ritiro dedicato dell'energia elettrica, il GSE eroghi agli impianti con potenza non superiore a 20 kW, a decorrere dal 2024, corrispettivi su base semestrale, determinati in funzione di prezzi medi di mercato definiti anche per periodi pluriennali dall'Autorità, su proposta del GSE, differenziati per tecnologia, fonte di alimentazione e data di entrata in esercizio per tener conto dei differenti livelli di costo e dei profili di produzione degli impianti. Il comma 6 demanda all'Autorità il compito di definire le modalità di contrattualizzazione del servizio di ritiro dedicato anche per periodi non inferiori a cinque anni, su base volontaria per tutti gli impianti di produzione aventi diritto al servizio.

L'articolo 4-*septies* ("Modalità innovative per il supporto alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili") inserisce l'articolo 7-*bis* ("Disciplina del regime incentivante gli investimenti in capacità di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili") al decreto legislativo n. 199/2021 ("Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili"). Il nuovo articolo demanda ad uno o più decreti del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, sentite l'Autorità e la Conferenza unificata, la definizione delle modalità per l'implementazione di un meccanismo, alternativo a quelli già disciplinati dagli articoli 6 ("Regolamentazione dei meccanismi di asta al ribasso") e 7 ("Regolamentazione delle tariffe per piccoli impianti") del decreto legislativo n. 199/2021, finalizzato alla promozione di investimenti in capacità di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, nel rispetto di precisati criteri.

L'articolo 5 ("Misure per il contributo alla flessibilità del sistema elettrico da parte degli impianti non abilitati alimentati da bioliquidi sostenibili"), al comma 1, istituisce un meccanismo per la contrattualizzazione di capacità produttiva alimentata da bioliquidi sostenibili che rispettino i requisiti e le condizioni individuati dagli articoli 40 ("Norme specifiche per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa ottenuti da colture alimentari e foraggiere") e 42 ("Criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa") del decreto legislativo n. 199/2021 e i cui impianti siano già in esercizio alla data di entrata in vigore del decreto. Precisa che il meccanismo tiene conto, tra l'altro, delle specificità, anche in termini di numero minimo di ore di funzionamento degli impianti, della logistica, dell'approvvigionamento,

dello stoccaggio e della gestione dell'energia primaria, delle esigenze di continuità di produzione degli impianti connessi ai siti produttivi anche in assetto di autoproduzione, nonché delle esigenze di mantenimento efficiente degli impianti stessi, per quanto necessario ad assicurare il contributo degli stessi alla flessibilità del sistema elettrico. Entro 120 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto, con decreto del Ministro dell'ambiente, su proposta dell'Autorità, sono stabiliti i criteri, le modalità e le condizioni per l'attuazione, da parte di Terna, del meccanismo, nonché definiti i relativi schemi di contratto tipo.

Il comma 2 prevede l'applicazione dei prezzi minimi garantiti definiti sulla base dei criteri individuati dal comma 8 dell'articolo 24 ("Meccanismi di incentivazione") del decreto legislativo n. 28/2011 ("Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE"), agli impianti a bioliquidi sostenibili che rispettino i requisiti e le condizioni individuati dai già citati articoli 40 e 42 del decreto legislativo n. 199/2021, a partire dalla data di entrata in vigore del decreto fino alla data di entrata in operatività del meccanismo e comunque non oltre il 31 dicembre 2025.

L'articolo 9 ("Misure in materia di infrastrutture di rete elettrica"), commi 1 e 3, demanda a Terna l'istituzione, la gestione e l'aggiornamento di un portale digitale, al fine di garantire la programmazione efficiente delle infrastrutture della rete elettrica di trasmissione nazionale, in coordinamento con lo sviluppo degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili e dei sistemi di accumulo di energia. Il comma 2 stabilisce che accedono al portale digitale il MASE, il MIC, l'Autorità, le regioni e le province autonome, nonché gli operatori economici interessati allo sviluppo degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili e da fonti non rinnovabili, dei sistemi di accumulo e degli impianti di consumo. È assegnato all'Autorità, su proposta di Terna, il compito di disciplinare le modalità di funzionamento del portale digitale e di copertura dei costi sostenuti, nonché la definizione delle modalità di accesso ai contenuti del portale.

L'articolo 11 ("Misure urgenti in materia di infrastrutture per il decommissioning e la gestione dei rifiuti radioattivi") apporta alcune modifiche al decreto legislativo n. 31/2010 ("Disciplina dei sistemi di stoccaggio del combustibile irraggiato e dei rifiuti radioattivi, nonché benefici economici a norma dell'articolo 25 della legge 23 luglio 2009, n. 99") sulla disciplina per l'individuazione del Deposito nazionale dei rifiuti radioattivi da realizzare nell'ambito del Parco Tecnologico. La lettera a) precisa che tra le attività connesse alla gestione dei rifiuti radioattivi e del combustibile irraggiato rientra, oltre alla caratterizzazione, il trattamento, il condizionamento e lo stoccaggio, anche lo smaltimento e include tra le attività da svolgere anche le attività di ricerca, di formazione e di sviluppo tecnologico connesse agli interventi descritti nel programma di incentivazione. La lettera b) modifica l'articolo 26, attribuendo a Sogin il compito di predisporre, entro 30 giorni dall'entrata in vigore della presente norma, un programma degli interventi oggetto di misure premiali e delle relative misure premiali a vantaggio delle comunità territoriali ospitanti il Parco tecnologico e trasmetterlo al Ministero, che lo approva nei successivi 30 giorni.

L'articolo 14 ("Disposizioni urgenti in materia di procedure competitive e di tutela dei clienti domestici nel mercato al dettaglio dell'energia elettrica"), comma 1, affida al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica il compito di promuovere per il tramite di Acquirente unico e per un periodo non superiore a 12 mesi, specifiche campagne informative per assicurare un'adeguata informazione dei clienti domestici, inclusi quelli qualificabili come vulnerabili in merito alle conseguenze derivanti dalla cessazione del servizio di maggior tutela e dall'avvio del servizio a tutele graduali.

Il comma 2 traferisce, a decorrere dal 1° gennaio 2024, allo stato di previsione del citato Ministero, il Fondo alimentato dai proventi delle sanzioni irrogate dall'Autorità per il finanziamento di progetti a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas e del servizio idrico integrato per assicurare un elevato coordinamento delle politiche e delle azioni a tutela dei consumatori energetici e del servizio idrico integrato.

Il comma 3 apporta modifiche all'articolo 11 ("Clienti vulnerabili e in condizioni di povertà energetica") del decreto legislativo n. 210/2021 in materia di fornitura di energia elettrica ai clienti vulnerabili. Nel dettaglio: la lettera a) disciplina il servizio di vulnerabilità prevedendo che, a decorrere dalla data di cessazione del servizio di maggior tutela per il settore elettrico, i clienti vulnerabili hanno diritto a essere riforniti di energia elettrica, nell'ambito del servizio di vulnerabilità, secondo le condizioni disciplinate dall'Autorità e a un prezzo che riflette il costo dell'energia elettrica nel mercato all'ingrosso e costi efficienti delle attività di commercializzazione del servizio stesso, determinati sulla base di criteri di mercato. Affida ad Acquirente unico il compito di svolgere, secondo modalità stabilite dall'Autorità e basate su criteri di mercato, la funzione di approvvigionamento centralizzato dell'energia elettrica all'ingrosso per la successiva cessione agli esercenti il servizio di vulnerabilità. Tale servizio è esercito da fornitori iscritti nell'elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica al dettaglio (decreto ministeriale 25 agosto 2022, n. 164) e individuati mediante procedure competitive svolte dalla società Acquirente unico secondo le modalità definite dalla successiva lettera b). La lettera b) stabilisce che entro 60 giorni dall'entrata in vigore della norma (8 febbraio 2024), l'Autorità disciplini il servizio di vulnerabilità, prevedendo:

- a) la limitazione del servizio alla sola fornitura di energia elettrica;
 - b) l'assegnazione del servizio, per una durata non superiore a quattro anni, mediante procedure competitive relative ad aree territoriali omogenee nel rispetto dei principi di trasparenza, pubblicità, massima partecipazione e non discriminazione;
 - c) l'entità del corrispettivo massimo di assegnazione del servizio, tenuto conto di quanto previsto dalla lettera e-bis);
 - d) l'obbligo per ciascun fornitore di svolgere l'attività relativa al servizio di vulnerabilità in maniera separata rispetto a ogni altra attività;
 - e) il divieto per il fornitore di utilizzare:
 - 1) il canale di commercializzazione del servizio di vulnerabilità per promuovere offerte sul mercato;
 - 2) i dati e le informazioni acquisite nello svolgimento del servizio di vulnerabilità per attività diverse da quella di commercializzazione del servizio stesso;
 - 3) per l'esercizio del servizio di vulnerabilità, lo stesso marchio con cui svolge attività al di fuori del servizio stesso;
- e-bis) che, al momento della presentazione dell'istanza di partecipazione alla procedura competitiva, i soggetti interessati possono manifestare la volontà di avvalersi dell'azienda o del ramo d'azienda degli esercenti il servizio, ovvero di subentrare nei rapporti giuridici dei quali gli stessi sono titolari al momento della cessazione del servizio stesso, secondo modalità, anche in relazione alla rappresentazione di dette informazioni, stabilite dall'Autorità in coerenza con quanto previsto dal comma 4-bis, articolo 14 del decreto;
- e-ter) che si tenga conto della manifestazione di volontà di cui alla lettera e-bis) del comma e del conseguente minor reintegro dei costi da riconoscere agli esercenti il servizio previsti dall'articolo 1, comma 2, del decreto-legge n. 73/2007 (*"Misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia"*), ai fini dell'individuazione dell'offerta economicamente più vantaggiosa, per ciascuna area, sulla base di criteri determinati dall'Autorità;
- e-quater) che i soggetti che esprimono la manifestazione di volontà prevista dalla lettera e-bis) siano tenuti a presentare offerte per un insieme minimo di aree non inferiore a quello stabilito dall'Autorità in coerenza con l'oggetto della manifestazione stessa.

Il comma 4 modifica l'articolo 36-ter del decreto-legge n. 48/2023, stabilendo che gli esercenti il servizio di maggior tutela, alla data di entrata in vigore della disposizione, continuano ad avvalersi dei servizi di *contact center* prestati da soggetti terzi con salvaguardia degli stessi livelli occupazionali, fino alla conclusione delle procedure di individuazione dei fornitori del servizio di vulnerabilità, ferma restando la scadenza naturale dei contratti che disciplinano detti servizi, se anteriore.

Il comma 4-bis dispone che, entro 3 mesi, dal trasferimento dei punti di consegna dei clienti finali domestici non vulnerabili verso il servizio a tutele gradualità e, successivamente, entro 3 mesi dal trasferimento dei punti di consegna dei clienti finali vulnerabili verso il servizio di vulnerabilità, gli esercenti il servizio di tutela presentano all'Autorità una relazione che indica i costi sostenuti a decorrere dal 1° aprile 2023, direttamente imputabili al servizio stesso e non recuperabili. L'Autorità disciplina i termini e le modalità per la presentazione della relazione di cui al primo periodo. Precisa che tra i costi – a carico degli utenti del sistema elettrico – sono compresi quelli relativi al personale, anche non dipendente, impiegato in via esclusiva per la gestione commerciale pregressa del servizio vulnerabilità.

Il comma 5 stabilisce che l'autorizzazione all'addebito diretto sui conti di pagamento o su strumenti di pagamento, rilasciata dal cliente domestico per il pagamento delle fatture per la fornitura di energia elettrica, si intende automaticamente rinnovata, fatta salva la facoltà dell'autorizzazione da parte del cliente stesso, anche per il pagamento delle fatture emesse dall'esercente il servizio a tutele gradualità o dall'esercente il servizio di vulnerabilità. L'Autorità definisce con proprio provvedimento, adottato d'intesa con la Banca d'Italia e sentito il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, le condizioni e i termini per l'attuazione delle suddette disposizioni.

Il comma 5-bis stabilisce che gli esercenti il servizio di maggior tutela sono tenuti a mettere a disposizione degli esercenti il servizio a tutele gradualità ovvero degli esercenti il servizio di vulnerabilità, ogni informazione necessaria per procedere all'addebito diretto sul conto di pagamento o sullo strumento di pagamento del cliente domestico.

Il comma 6 affida all'Autorità il compito di adottare i provvedimenti di competenza necessari per assicurare uno svolgimento delle procedure competitive per l'aggiudicazione del servizio a tutele gradualità.

Il comma 7 affida ad Acquirente unico il compito di effettuare, secondo criteri e modalità definiti dall'Autorità, d'intesa con il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e sentite le associazioni dei consumatori maggiormente rappresentative, specifiche attività di monitoraggio relativamente alle condizioni di fornitura di energia elettrica praticate nei confronti dei clienti domestici successivamente alla conclusione delle procedure competitive per l'assegnazione del servizio a tutele gradualità, nonché alla corretta applicazione delle condizioni del servizio da parte degli esercenti il servizio a tutele gradualità. Gli esiti di tali attività sono contenuti in una relazione trasmessa dall'Autorità alle Commissioni parlamentari, competenti per materia, entro il 31 marzo 2025 e, successivamente, con cadenza annuale.

Il comma 7-bis apporta poi modifiche all'articolo 1, comma 61 della legge annuale per il mercato e la concorrenza (legge n. 124/2017):

- a) prevedendo che la trasmissione delle offerte da parte degli operatori per la loro pubblicazione nel portale delle offerte debba essere effettuata tempestivamente;

- b) istituendo presso l'Autorità un comitato tecnico consultivo con funzioni di confronto e raccordo delle istanze dei diversi portatori di interesse, concernenti le problematiche di mercato emerse e i contenuti inseriti o da inserire nel portale informatico;
- c) precisando che il comitato tecnico consultivo è convocato senza indugio dall'Autorità su istanza motivata di almeno uno dei suoi componenti.

L'articolo 14-*ter* ("Modifiche all'articolo 2 del decreto-legge 29 dicembre 2016, n. 243, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 febbraio 2017, n. 18, concernenti l'integrazione dei poteri del Commissario unico per la realizzazione degli interventi in materia di acque reflue urbane") apporta modifiche all'articolo 2 ("Procedure di infrazione europee n. 2004/2034 e n. 2009/2034 per la realizzazione e l'adeguamento dei sistemi di collettamento, fognatura e depurazione") del decreto-legge n. 243/2016, tra le quali la sostituzione del comma 11, stabilendo che il Commissario unico per la realizzazione degli interventi di collettamento, fognatura e depurazione delle acque reflue urbane opera in deroga ad ogni disposizione di legge diversa da quella penale, fatto salvo il rispetto delle disposizioni del codice delle leggi antimafia e delle misure di prevenzione nonché dei vincoli inderogabili derivanti dall'appartenenza all'UE. Precisa che al Commissario si applicano i commi 2-*ter*, 4, 5 e 6 dell'articolo 10 ("Misure straordinarie per accelerare l'utilizzo delle risorse e l'esecuzione degli interventi urgenti e prioritari per la mitigazione del rischio idrogeologico nel territorio nazionale e per lo svolgimento delle indagini sui terreni della Regione Campania destinati all'agricoltura") del decreto-legge n. 91/2014. Sono altresì apportate modifiche all'articolo 99 ("Riutilizzo dell'acqua") del TUA, rinviando ad un decreto che stabilisca i criteri, le modalità e le condizioni per il riutilizzo delle acque reflue.

L'articolo 14-*quater* reca poi disposizioni urgenti per la valorizzazione energetica e la gestione del ciclo dei rifiuti nella Regione Sicilia.

Infine, l'articolo 19, comma 2, abroga l'articolo 33-*ter* ("Riforma del sistema di riscossione degli oneri generali di sistema") del decreto-legge n. 77/2021 che affidava a un decreto del Ministero dell'economia e delle finanze e del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, su proposta dell'Autorità, la rideterminazione delle modalità di riscossione degli oneri generali di sistema, prevedendo che, anche avvalendosi di un soggetto terzo con caratteristiche di terzietà e indipendenza, le partite finanziarie relative agli oneri potessero essere destinate alla CSEA senza entrare nella disponibilità dei venditori.

Vale citare il decreto-legge 30 dicembre 2023, n. 215, convertito, con modificazioni, dalla legge 23 febbraio 2024, n. 18, recante "Disposizioni urgenti in materia di termini normativi", che, all'articolo 12, comma 5, proroga fino alla data di entrata in vigore del decreto del Presidente della Repubblica di esecuzione del regolamento (UE) 741/2020, "Prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua", e, comunque, non oltre il 31 dicembre 2024 il termine fino al quale il riutilizzo a scopi irrigui in agricoltura delle acque reflue depurate prodotte dagli impianti di depurazione già in esercizio al 15 aprile 2023 è autorizzato dalla regione o dalla provincia autonoma territorialmente competente. Il comma 6 proroga al 31 dicembre 2024 l'incarico del Commissario straordinario per gli interventi urgenti di bonifica, ambientalizzazione e riqualificazione dell'area di Taranto.

Si cita il decreto-legge 7 maggio 2024, n. 60, recante "Ulteriori disposizioni urgenti in materia di politiche di coesione", convertito, con modificazioni, dalla legge 4 luglio 2024, n. 95, che differisce al 20 luglio 2024 il termine – scaduto il 30 aprile 2024 e prorogato al 30 giugno 2024 dal comma 7-*quater* dell'articolo 7, del decreto-legge

n. 39/2024 – entro il quale i comuni possono approvare i piani finanziari del servizio di gestione dei rifiuti urbani, le tariffe e i regolamenti della TARI e della tariffa corrispettiva.

Il successivo decreto-legge 15 maggio 2024, n. 63, recante “Disposizioni urgenti per le imprese agricole, della pesca e dell’acquacoltura, nonché per le imprese di interesse strategico nazionale”, convertito, con modificazioni, dalla legge 12 luglio 2024, n. 101, introduce, all’articolo 11, ulteriori misure urgenti per il contrasto della scarsità idrica, per il potenziamento e l’adeguamento delle infrastrutture idriche, apportando modifiche al decreto-legge n. 39/2023. *In primis*, la lettera a) modifica l’articolo 1 sulla Cabina di regia per la crisi idrica, che approva la proposta di elenco delle misure più urgenti, di immediata e breve attuazione, strutturali e gestionali, per il contrasto della scarsità idrica. Entro il 31 maggio 2024 le autorità di bacino distrettuali individuano e trasmettono al Commissario straordinario, per il territorio di competenza, le misure più urgenti, di immediata e breve attuazione, strutturali e gestionali, per il contrasto della scarsità idrica. Le autorità di bacino distrettuali trasmettono al Commissario straordinario, entro il 31 ottobre 2024, la ricognizione delle risorse che concorrono al contrasto della scarsità idrica e al potenziamento e adeguamento delle infrastrutture idriche, già contenute nelle programmazioni dell’ultimo quinquennio. Il Commissario straordinario trasmette poi alla Cabina di regia, entro il 15 giugno 2024, la proposta di elenco delle misure più urgenti, di immediata e breve attuazione, strutturali e gestionali, per il contrasto della scarsità idrica. Sono destinati agli interventi di urgente realizzazione le risorse (102,030 milioni) derivanti dalla rimodulazione delle risorse del Piano straordinario per la realizzazione degli interventi urgenti in stato di progettazione definitiva, riguardanti gli invasi multiobiettivo e il risparmio di acqua negli usi agricoli e civili (articolo 1, comma 523, della legge di bilancio 2018) e del Piano nazionale di interventi nel settore idrico.

Il decreto-legge 9 agosto 2024, n. 143 (“Misure urgenti di carattere fiscale, proroghe di termini normativi ed interventi di carattere economico”), convertito, con modificazioni, dalla legge del 7 ottobre 2024, n. 143, all’articolo 10, comma 13-ter, ha modificato la disciplina del Commissario per la gestione dei rifiuti in Sicilia, al fine di permettergli di provvedere alla realizzazione degli impianti necessari anche senza obbligatoriamente ricorrere a procedure di evidenza pubblica, nonché di derogare, nell’esercizio delle proprie funzioni, alle disposizioni del Codice dei contratti pubblici.

Del decreto-legge 16 settembre 2024, n. 166 (“Disposizioni urgenti per l’attuazione di obblighi derivanti da atti dell’Unione europea e da procedure di infrazione e pre-infrazione pendenti nei confronti dello Stato italiano”), convertito, con modificazioni, dalla legge 14 novembre 2024, n. 166, si evidenzia l’articolo 16-*quater* (“Disposizioni per il completo adeguamento dell’ordinamento nazionale al regolamento delegato (UE) 2024/1366 della Commissione, dell’11 marzo 2024, che integra il regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio istituendo un codice di rete relativo a disposizioni settoriali per gli aspetti di cybersicurezza dei flussi transfrontalieri di energia elettrica”) che, al comma 1, designa l’Agenzia per la cybersicurezza nazionale (ACN) quale autorità competente per l’esecuzione dei compiti assegnati dal regolamento (UE) 1366/2024, istituendo un Codice di rete relativo a disposizioni settoriali per gli aspetti di cybersicurezza dei flussi transfrontalieri di energia elettrica. Esso si applica agli aspetti di cybersicurezza dei flussi transfrontalieri di energia elettrica nelle attività di una serie di soggetti, quali, tra gli altri, le imprese elettriche, i gestori del mercato elettrico designati, i mercati organizzati che gestiscono operazioni su prodotti pertinenti ai flussi transfrontalieri di energia elettrica, i prestatori di servizi TLC critici e i gestori di punti di ricarica, se sono individuati come soggetti ad alto impatto o a impatto critico. Il comma 3 apporta alcune modifiche di coordinamento al decreto legislativo n. 210/2021 (“Norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica”):

- all'articolo 9 sui sistemi di misurazione intelligenti e sul diritto al contatore intelligente, laddove stabilisce che questa Autorità fissi i requisiti funzionali e tecnici minimi dei sistemi di misurazione intelligenti, nel rispetto di una serie di condizioni; prevede che la sicurezza dei sistemi di misurazione e della comunicazione dei dati deve essere conforme alla pertinente normativa europea, tenendo conto delle migliori tecniche disponibili di cybersicurezza, di intesa con l'ACN per gli aspetti di competenza, e dei costi, alla luce del principio di proporzionalità;
- all'articolo 22 sulle funzioni e sulle responsabilità del Gestore della rete di trasmissione, prevedendo che il Gestore assolverà alle funzioni a esso attribuite sentita l'ACN per gli aspetti relativi alla cybersicurezza.

In merito la legge del 13 dicembre 2024, n. 191, ha convertito, con modificazioni, il decreto-legge 17 ottobre 2024, n. 153 ("Disposizioni urgenti per la tutela ambientale del Paese, la razionalizzazione dei procedimenti di valutazione e autorizzazione ambientale, la promozione dell'economia circolare, l'attuazione di interventi in materia di bonifiche di siti contaminati e dissesto idrogeologico"), del quale si pongono in risalto le seguenti disposizioni:

- articolo 2 ("Disposizioni urgenti per coniugare le esigenze di salvaguardia dell'ambiente con le esigenze di sicurezza degli approvvigionamenti") che apporta, tra l'altro, modifiche all'articolo 5-*bis* del decreto-legge n. 50/2022) sullo stoccaggio di gas naturale, stabilendo che, al fine di contribuire alla sicurezza degli approvvigionamenti, il GSE, anche tramite accordi con società partecipate direttamente o indirettamente dallo Stato e attraverso lo stretto coordinamento con la maggiore impresa di trasporto di gas naturale, eroghi un servizio di riempimento di ultima istanza tramite l'acquisto di gas naturale, ai fini del suo stoccaggio e della sua successiva vendita nei termini e con le modalità stabiliti con atto di indirizzo del MASE (e non entro il 31 ottobre 2025, come precedentemente previsto). Proroga al 10 dicembre 2027 il termine entro il quale il GSE deve restituire la prima parte del prestito infruttifero al medesimo trasferito (comma 6);
- articolo 3 ("Misure urgenti per la gestione della crisi idrica"). Nello specifico, i commi 2-*bis* e 2-*ter* dispongono che almeno uno dei componenti dell'organo di amministrazione e almeno un componente dell'organo di controllo della società Acquedotto Pugliese siano designati dalla Presidenza del Consiglio in considerazione della rilevanza strategica per l'interesse nazionale dell'attività svolta dalla società. Entro 60 giorni dall'entrata in vigore della legge di conversione del decreto, si provvede ad adeguare lo statuto della società prevedendo che l'organo di amministrazione sia composto da un numero di membri non superiore a sette e a rinnovare gli organi di amministrazione e controllo laddove non già scaduti. Ai fini di un eventuale affidamento del servizio idrico integrato, è consentito alla Regione Puglia di trasferire parte delle azioni da essa detenute nel capitale di Acquedotto Pugliese in favore dei comuni della stessa regione esercenti il controllo analogo sulla società a capitale interamente pubblico, dagli stessi costituita o partecipata;
- articolo 4 ("Ulteriori disposizioni urgenti per l'economia circolare") che, al comma 3, dispone che i costi elencati al comma 10 dell'articolo 221 ("Obblighi dei produttori e degli utilizzatori") del TUA, limitatamente all'assolvimento degli obblighi di servizio universale relativi ad attività di carattere residuale o comunque d'interesse generale gravanti sul Conai e sui consorzi responsabili della corretta ed efficace gestione ambientale degli imballaggi e dei rifiuti di imballaggio, siano ripartiti tra questi ultimi e i sistemi autonomi, previa verifica dei costi rilevanti e della loro entità netta da parte di un esperto indipendente scelto congiuntamente dalle parti o, in mancanza, nominato dal MASE. Prevede inoltre che l'accordo di programma quadro stabilisca che i produttori e gli utilizzatori, che aderiscono ad un sistema autonomo, o ad uno dei consorzi di cui all'articolo 223 ("Consorzi") del TUA, assicurino in ogni caso la copertura dei costi di raccolta e di gestione dei rifiuti di

imballaggio da loro prodotti e conferiti al servizio pubblico di raccolta differenziata; la copertura di tali costi deve essere assicurata anche qualora gli obiettivi di recupero e riciclaggio siano stati conseguiti o superati attraverso la raccolta su superfici private. Il comma 3-*bis* del medesimo articolo 4 dispone poi che, all'articolo 4 della legge n. 60/2022, il comma 1 sia sostituito da un nuovo comma che prevede che per i rifiuti in plastica e in altri materiali, accidentalmente pescati e volontariamente raccolti, non compatibili con l'ecosistema marino e delle acque interne, i criteri specifici e le modalità per la cessazione della qualifica di rifiuto sono stabiliti ai sensi dell'articolo 184-*ter*, comma 2, del decreto legislativo n. 152/2006;

- articolo 10 ("Disposizioni urgenti per le funzionalità delle pubbliche amministrazioni operanti nei settori dell'ambiente e della sicurezza energetica") che prescrive, tra l'altro, al comma 4-*bis*, nelle more del recepimento della direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 che l'impresa maggiore di trasporto del gas naturale partecipi in qualità di rappresentante nazionale per l'Italia alla Rete europea dei gestori di rete per l'idrogeno (ENNOH).

È opportuno anche soffermarsi sulla legge 16 dicembre 2024, n. 193, "*Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2023*", richiamando l'attenzione sui seguenti articoli:

- articolo 19 ("Disposizioni in materia di attività di rilevazione degli usi commerciali e di informazioni fornite ai clienti finali delle società di vendita di energia al dettaglio") che, al comma 2, al fine di assicurare la trasparenza delle informazioni fornite ai clienti finali delle società di vendita di energia al dettaglio, modifica l'articolo 9 ("Misurazione e fatturazione dei consumi energetici"), comma 7, lettera b), del decreto legislativo n. 102/2014 ("Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE"), prevedendo che ai clienti finali sia offerta l'opzione di ricevere in via elettronica informazioni sulla fatturazione, sulle bollette e sull'identità dell'intermediario con cui è stata sottoscritta l'offerta e sia fornita, su richiesta, una spiegazione chiara e comprensibile sul modo in cui la loro fattura è stata compilata, soprattutto qualora le fatture non siano basate sul consumo effettivo;
- articolo 24 ("Accesso dei clienti domestici vulnerabili al servizio a tutele gradual"), che prescrive, per i clienti domestici vulnerabili, la possibilità di chiedere, entro il 30 giugno 2025, l'accesso al servizio a tutele gradual, di cui alla delibera di questa Autorità 362/2023/R/eel, fornito dall'operatore aggiudicatario dell'area ove è situato il punto di consegna interessato. Demanda al Regolatore nazionale il compito di stabilire le modalità di attuazione dell'articolo, comprese quelle concernenti l'attestazione circa la sussistenza dei requisiti di vulnerabilità, dandone evidenza nel proprio sito internet istituzionale;
- articolo 27 ("Modifiche agli articoli 221-*bis* e 238 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, in materia di sistemi autonomi di gestione degli imballaggi e dei rifiuti di imballaggio nonché di tariffa per la gestione dei rifiuti urbani") che apporta modifiche al decreto legislativo n. 152/2006 (TUA). Nel dettaglio: i) integra l'articolo 221-*bis* ("Sistemi autonomi"), precisando che il progetto, realizzato a completamento dell'istanza di riconoscimento per la costituzione di un sistema autonomo in forma individuale o collettiva, può riguardare imballaggi relativi a una o più filiere; ii) integra il comma 10 dell'articolo 238 ("Tariffa per la gestione dei rifiuti urbani"), prevedendo che le utenze non domestiche che producono rifiuti urbani (rifiuti indifferenziati e da raccolta differenziata provenienti da altre fonti che sono simili per natura e composizione ai rifiuti domestici), che li conferiscono, in tutto o in parte, al di fuori del servizio pubblico e dimostrano di averli avviati al riciclo oltre che al recupero, sono escluse dalla corresponsione della componente tariffaria rapportata alla quantità dei rifiuti conferiti.

Vale citare il decreto-legge 27 dicembre 2024, n. 202, recante “Disposizioni urgenti in materia di termini normativi”, convertito dalla legge 21 febbraio 2025, n. 15, che prevede, all’articolo 11, comma 2-*octies*, l’integrazione dell’articolo 16 (“Misure per il rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento di gas naturale a prezzi ragionevoli”) del decreto-legge n. 17/2022, stabilendo che, a partire dal 1° gennaio 2025, il punto di cessione del gas prodotto è individuato nel mercato del gas (MGAS) gestito dal GME.

Con la conversione in legge del decreto-legge 31 dicembre 2024, n. 208, recante “Misure organizzative urgenti per fronteggiare situazioni di particolare emergenza, nonché per l’attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza” (legge 28 febbraio 2025, n. 20), sono state approvate, in particolare, due disposizioni di particolare interesse: l’articolo 2 che contiene ulteriori misure urgenti per il contrasto della scarsità idrica, per il potenziamento e l’adeguamento delle infrastrutture idriche, nonché per il ciclo delle acque negli impianti industriali e in quelli oggetto di ammodernamento, e l’articolo 8 che prevede misure urgenti per l’attuazione della riforma numero 4 del capitolo *Repower* del PNRR e apporta modifiche all’articolo 28 del decreto legislativo n. 199/2021 in materia di accordi di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine (*Power purchase agreement* – PPA), inserendo due nuovi commi:

- il nuovo comma 2-*bis*, che demanda a un decreto del Ministero dell’ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministero dell’economia e delle finanze, la definizione delle modalità e delle condizioni in base alle quali il GSE assume il ruolo di garante di ultima istanza per la gestione dei rischi di inadempimento di controparte nei contratti di lungo termine da fonti rinnovabili, secondo criteri di mercato e di contenimento dei rischi e in coerenza con il sistema di garanzie definito dal comma, nonché le modalità di funzionamento del meccanismo, incluse le procedure operative per l’utilizzo delle risorse destinate alla garanzia anche al fine del rispetto del limite di spesa fissato in 45 milioni annui per ciascuno degli anni dal 2025 al 2027. I requisiti e gli obblighi di garanzia per i contraenti, anche attraverso gli strumenti utilizzati nel mercato elettrico, e le misure disciplinari in caso di inadempimento dei contraenti sono definiti con il decreto che disciplina la piattaforma di mercato organizzato dei PPA (comma 2 dell’articolo 28), che è conseguentemente aggiornato di concerto con il Ministero dell’economia e delle finanze, sentita l’Autorità. È assegnato all’Autorità il compito di definire il corrispettivo a carico dei contraenti per l’accesso alla garanzia di ultima istanza;
- il nuovo comma 2-*ter* che reca la copertura degli oneri (45 milioni annui per ciascuno degli anni dal 2025 al 2027), ai quali si provvede mediante corrispondente utilizzo di quota parte dei proventi delle aste, delle quote di emissione di anidride carbonica, destinati al MASE, relative agli stessi anni. Il GSE trattiene tale quota non trasferendo i corrispondenti proventi, incassati negli anni 2025, 2026 e 2027, sull’apposito conto presso la Tesoreria dello Stato.

In relazione alla legge 30 dicembre 2024, n. 207, “Bilancio di previsione dello Stato per l’anno finanziario 2025 e bilancio pluriennale per il triennio 2025-2027”, ci si sofferma sulle seguenti norme di interesse:

- articolo 1, commi da 50 a 53 (“Piani straordinari di investimento pluriennale per il servizio di distribuzione dell’energia elettrica”). Nel dettaglio, il comma 50 demanda a un decreto del Ministero dell’ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministero dell’economia e delle finanze, su proposta dell’Autorità, previa intesa in sede di Conferenza unificata e previo parere delle Commissioni parlamentari competenti, la definizione dei termini e delle modalità per la presentazione, da parte dei concessionari del servizio di distribuzione dell’energia elettrica, di Piani straordinari di investimento pluriennale al fine di migliorare la sicurezza, l’affidabilità e l’efficienza della rete di distribuzione dell’energia elettrica quale infrastruttura critica e conseguì-

re tempestivamente gli obiettivi di decarbonizzazione previsti dagli accordi internazionali e dall'Unione europea per il 2050, nonché per assicurare interventi urgenti volti al rafforzamento della difesa e della sicurezza delle infrastrutture di distribuzione dell'energia elettrica anche contro i rischi di intrusione illecita e di attacchi informatici e cibernetici. Il comma 51 affida poi al suddetto decreto anche la definizione dei termini e delle modalità per la valutazione e l'approvazione dei Piani straordinari di investimento, nonché dei criteri per la determinazione degli oneri che i concessionari del servizio di distribuzione dell'energia elettrica sono tenuti a versare in ragione della rimodulazione di cui al successivo comma 52. Precisa che gli oneri sono computati da questa Autorità nel capitale investito ai fini del riconoscimento degli ammortamenti e della remunerazione attraverso l'applicazione del tasso definito per gli investimenti nella distribuzione elettrica. La valutazione e l'approvazione dei Piani straordinari di investimento è attribuita al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, sentita anche l'Autorità, con conseguente rimodulazione delle concessioni in essere, in coerenza con la durata degli investimenti previsti dai piani, comunque per un periodo non superiore a 20 anni;

- il comma 533 ("Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico") autorizza la spesa complessiva di 708 milioni per la realizzazione degli interventi di cui al Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico (PNISSI);
- il comma 706 dell'articolo 1 prevede che una quota del Fondo di garanzia per gli interventi finalizzati al potenziamento delle infrastrutture idriche, istituito presso CSEA, fino a 144 milioni per il 2025, possa essere destinata a un Piano stralcio, relativo al potenziamento delle infrastrutture idriche, individuato con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, su proposta del Ministro delle infrastrutture di concerto con il Ministro dell'economia, previa intesa in sede di Conferenza unificata e sentita questa Autorità. Resta fermo quanto previsto dall'articolo 58, comma 2 del decreto-legge n. 221/2015 ("Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di *green economy* e per il contenimento dell'uso eccessivo di risorse naturali") che rinvia a un successivo decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri la definizione degli interventi prioritari, dei criteri e delle modalità di utilizzazione del Fondo, con priorità di utilizzo delle relative risorse per interventi già pianificati e immediatamente cantierabili;
- il comma 707 apporta modifiche all'articolo 51 ("Autorità di audit dei fondi strutturali e di investimento europei e altre misure in materia di fondi strutturali europei"), comma 1-*quater*, del decreto-legge n. 13/2023 ("Disposizioni urgenti per l'attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e del Piano nazionale degli investimenti complementari al PNRR (PNC), nonché per l'attuazione delle politiche di coesione e della politica agricola comune"), prevedendo che la CSEA possa finanziare nei limiti delle relative risorse disponibili anche investimenti volti al potenziamento delle infrastrutture idriche, utilizzando le risorse derivanti dai rimborsi riconosciuti dalla Commissione europea a fronte di spese anticipate dallo Stato per misure di riduzione dei costi in materia energetica, nonché con le quote di cofinanziamento nazionale e con le risorse del fondo di rotazione per l'attuazione delle politiche europee divenute disponibili per effetto di variazioni del tasso di cofinanziamento, oltre alle iniziative normative volte alla previsione di agevolazioni per la fornitura di energia elettrica e di gas riconosciute in particolare ai clienti domestici economicamente svantaggiati o in gravi condizioni di salute.

Si evidenzia ancora l'emanazione del decreto legislativo n. 190/2024 recante "Disciplina dei regimi amministrativi per la produzione di energia da fonti rinnovabili, in attuazione dell'articolo 26, commi 4 e 5, lettere b) e d), della legge 5 agosto 2022, n. 118".

Infine, si richiama l'approvazione dei seguenti decreti ministeriali:

- decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 23 luglio 2024, n. 265, recante "Riordino della disciplina del servizio di salvaguardia nel settore dell'energia elettrica di cui all'art. 1, comma 4, del decreto-legge n. 73/07";
- decreto del Ministro dell'ambiente 19 giugno 2024, recante "Incentivazione degli impianti a fonte rinnovabile innovativi o con costi di generazione elevati che presentino caratteristiche di innovazione e ridotto impatto sull'ambiente e sul territorio" (c.d. DM FER 2), pubblicato nel sito istituzionale del Ministero il 12 agosto 2024 ed entrato in vigore dal giorno successivo alla pubblicazione;
- decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica recante "Disciplina del meccanismo di sviluppo di nuova capacità di generazione da fonti rinnovabili da parte delle imprese energivore" (c.d. DM *Energy Release*), pubblicato nel sito istituzionale del Ministero competente il 24 luglio 2024 e in vigore dal giorno successivo alla pubblicazione;
- decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica del 10 ottobre 2024, n. 346, recante "Disciplina sistema centralizzato stoccaggio elettrico", pubblicato sul sito istituzionale del Ministero l'11 ottobre 2024 e in vigore dal giorno successivo alla pubblicazione;
- decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica del 30 dicembre 2024, n. 457, recante "Meccanismo transitorio di supporto per impianti a fonti rinnovabili con costi di generazione vicini alla competitività di mercato con scadenza al 31 dicembre 2025" (c.d. DM FER X transitorio), pubblicato sul sito istituzionale del Ministero il 27 febbraio 2025 ed entrato in vigore il giorno successivo alla pubblicazione.



CAPITOLO

2



**RAPPORTI
ISTITUZIONALI
E *ACCOUNTABILITY***

INTERSETTORIALE

Coordinamento internazionale

Attività europee nei settori dell'energia

L'Autorità da anni collabora attivamente con gli altri regolatori europei, sia in modalità multilaterale, attraverso l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER), il Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER) e le piattaforme regionali previste dai regolamenti europei per il mercato elettrico, sia attraverso incontri bilaterali per approfondire la discussione su tematiche di comune interesse, in particolare con i regolatori dei paesi confinanti. Nel corso del 2024, in continuità con gli anni precedenti, è proseguita l'interazione sull'implementazione dei codici di rete e delle *guideline* 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*).

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

L'ACER è l'Agenzia istituita con il Terzo pacchetto energia per favorire la cooperazione fra le autorità di regolazione dei paesi comunitari e assisterle "nell'esercizio, a livello comunitario, delle funzioni di regolazione svolte negli Stati membri". L'assetto di funzionamento è attualmente disciplinato dal regolamento (UE) 942/2019 che ha apportato alcune novità relative alla *governance* e alle competenze dell'Agenzia. In particolare, ACER è ora responsabile di tutte le decisioni inerenti agli atti implementativi dei codici di rete aventi carattere paneuropeo: tali proposte sono, ora, direttamente inviate all'Agenzia (e non più a tutti i regolatori dell'Unione) che si esprime con una propria decisione entro sei mesi dalla ricezione. Rimane invece immutata la competenza delle autorità di regolazione con riferimento agli atti implementativi di competenza regionale. ACER è altresì competente per l'adozione di una serie di metodologie ai sensi del regolamento (UE) 943/2019 inerenti all'adeguatezza del sistema e i compiti dei *Regional Coordination Centres*.

A livello organizzativo ACER vede la presenza di un Direttore, attualmente il danese Christian Zinglensen che è stato confermato a fine dicembre 2024 per un secondo mandato che scadrà a dicembre 2029, e di un Comitato dei regolatori (*Board of Regulators – BOR*) cui partecipano i rappresentanti delle autorità di regolazione dei 27 paesi europei. Alla fine del 2023 Clara Poletti, commissario ARERA, è stata rieletta come *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 (UE) 942/2019 i membri del BOR possono altresì formulare emendamenti alle proposte del Direttore che, se approvati a maggioranza qualificata, devono essere tenuti in considerazione dal Direttore stesso. L'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 da diverso tempo collabora attivamente con ACER, spesso assumendo ruoli trainanti nei gruppi di lavoro cui è affidata la predisposizione dei diversi dossier nella responsabilità dell'Agenzia: in particolare nel corso del 2024 ARERA ha visto i propri rappresentanti in qualità di responsabili di specifiche *task force* relative al settore elettrico (*system operation* e infrastrutture) e ha partecipato attivamente alla discussione nei vari gruppi di lavoro fornendo suggerimenti e commenti.

Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER)

Il CEER, l'associazione indipendente delle Autorità nazionali di regolazione energetica, raggruppa tra i suoi membri non solo i rappresentanti dei paesi dell'Unione europea, ma anche quelli di UK, Norvegia, Islanda e, in qualità di osservatori, di 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, Capo dipartimento 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.

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

ACER Market Monitoring

Nell'ambito delle previsioni dell'articolo 15 del regolamento (UE) 942/2019, l'Autorità ha collaborato con ACER e con il CEER alla raccolta dati per il rapporto sul monitoraggio dei mercati (www.acer.europa.eu/monitoring/MMR), realizzato su base annuale.

Nel corso del 2024 il monitoraggio ha riguardato l'andamento dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas, incluso il GNL, il livello di disponibilità della capacità di trasmissione a favore degli scambi transfrontalieri, i progressi nell'ambito dell'integrazione dei mercati elettrici, la sicurezza della fornitura elettrica con particolare attenzione all'adeguatezza del sistema e ai meccanismi di remunerazione della capacità, le barriere allo sviluppo della partecipazione al mercato delle risorse distribuite e il mercato *retail*, inclusa la tutela dei consumatori (quest'ultimo rapporto è frutto della collaborazione ACER-CEER). Per la prima volta, sono stati sviluppati degli approfondimenti relativamente allo sviluppo infrastrutturale del settore elettrico e all'emergente mercato dell'idrogeno.

Visto il crescente numero di ambiti su cui si focalizza il monitoraggio e il livello di dettaglio raggiunto su alcuni aspetti, negli ultimi anni ACER ha modificato le modalità di pubblicazione, favorendo il rilascio nel corso dell'anno di diversi volumi dedicati alle specifiche tematiche.

Le sfide del sistema elettrico del futuro

A seguito della recente crisi energetica e dei provvedimenti legislativi a livello europeo, ACER e CEER hanno sviluppato alcune riflessioni sul sistema elettrico del futuro volte a identificare le sfide che accompagnano la decarbonizzazione su un orizzonte temporale di lungo termine, in linea con quanto già fatto da altri organismi anche in preparazione dell'insediamento della nuova Commissione europea.

Ciò ha condotto, a partire dall'*assessment* di ACER dell'aprile 2022, ad un approfondimento tecnico che ha permesso di identificare una serie di sfide sulla cui base è stato sviluppato il *paper* "*Challenges of the Future Electricity System*". In termini di contenuti, tale *paper* strategico illustra le sfide poste dagli obiettivi di decarbonizzazione che si sommano a quelle dell'integrazione dei mercati, della competitività, della sicurezza degli approvvigionamenti e della sostenibilità economica del settore elettrico.

In particolare, si identificano cinque ambiti di possibile intervento: 1) la sicurezza degli approvvigionamenti e la flessibilità, 2) lo sviluppo delle reti di distribuzione e il ruolo sempre più responsabilizzato dei consumatori, 3) lo sviluppo delle infrastrutture di trasmissione in ottica europea ivi inclusa la condivisione dei relativi costi, 4) l'efficienza alla base dello sviluppo infrastrutturale e della gestione degli asset esistenti e, infine, 5) il contributo che i regolatori dell'energia possono apportare a questo quadro a favore di un mercato sempre più integrato.

Per ognuno di tali capitoli sono state identificate delle possibili aree di lavoro ad ognuna delle quali corrispondono delle raccomandazioni (16 in totale) per le istituzioni europee e impegni (5 in totale) che le NRA ed ACER intendono assumersi.

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

Il NEON – *National Energy Ombudsmen Network* promuove lo sviluppo e la diffusione dell'ADR (*Alternative Dispute Resolution*) nei settori energetici, anche nel quadro delle attività e iniziative connesse all'evoluzione del quadro normativo europeo, sia di settore che trasversale, di tutela dei consumatori.

L'Autorità vi aderisce dal 2016 avendo istituito il Servizio Conciliazione e in quanto autorità competente per l'ADR ai sensi del Codice del consumo (al riguardo, si veda più diffusamente il successivo Capitolo 10).

Oltre all'Italia, fanno parte dell'associazione *Ombudsmen*¹ e Organismi di risoluzione extragiudiziale delle controversie, operanti sia nel territorio UE che extra UE, a livello nazionale o regionale, riconducibili ai seguenti Paesi: Belgio (*Service de Médiation de l'Energie/Ombudsdienst voor Energie*), Irlanda (*Commission for Regulation of Utilities*), UK (*Ombudsman Services*), Francia (*Le Médiateur National de l'Energie*), Grecia (*The Greek Ombudsman*), Georgia (*Energy Ombudsman*), Catalogna (*Sindic El defensor de les persones*) e Wallonia (*CWAPE Commission Wallonne pour l'Energie*).

¹ 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'efficientamento della normativa e della regolazione applicabili al settore/ai settori di cui si occupano.

Attività europee nei settori dell'ambiente

Settore idrico

Nel corso del 2024, l'Autorità ha promosso iniziative finalizzate a stimolare un dibattito sull'adozione di principi comuni di regolazione economica dei servizi idrici tra regolatori del settore idrico sia di Paesi membri dell'Unione sia di Paesi candidati all'Unione europea, questi ultimi nel quadro di programmi finanziati dalla Commissione europea. Ciò si è reso possibile, da un lato, attraverso incontri bilaterali con istituzioni europee, dall'altro, per il tramite delle attività di WAREG, l'Associazione dei regolatori idrici in Europa², e del programma TAIEX³ della Commissione europea.

L'Autorità ha continuato a presiedere WAREG per il terzo mandato consecutivo dal 2018 fino al 10 dicembre 2024, data in cui l'Assemblea generale dell'associazione ha eletto, come nuovo Presidente, l'Autorità portoghese di regolazione dei servizi idrici e dei rifiuti solidi urbani (ERSAR). Nella medesima riunione l'Assemblea ha nominato l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente come Vicepresidente permanente di WAREG e confermato la stessa alla guida del Segretariato con sede a Milano e Bruxelles.

Il piano di lavoro WAREG nel 2024 è stato orientato al consolidamento degli obiettivi realizzati lo scorso anno e, nello specifico, nei seguenti due ambiti:

- a) rendere sempre più centrale il ruolo dei regolatori nelle fasi di sviluppo della normativa europea nel settore idrico da parte della Commissione europea, proponendo WAREG come istituzione di riferimento per la raccolta di dati e di informazioni rilevanti, per esempio, in materia di perdite idriche in Europa, e promuovendo il ruolo della regolazione indipendente. A tal fine sono state promosse iniziative specifiche attraverso la sede WAREG a Bruxelles, presso l'autorità di regolazione BRUGEL, tra le quali:
 - l'aggiornamento mensile mediante *newsletter* interna tra i membri WAREG sull'evoluzione della normativa eurocomunitaria nel settore idrico e sui principali eventi del settore a Bruxelles;
 - partecipazione a riunioni bilaterali con gli uffici presso la Commissione europea (*DG Environment, DG NEAR, DG REGIO*), presso il Parlamento europeo (*ENVI Committee*) e presso il Comitato economico e sociale;
 - partecipazione di WAREG, in qualità di osservatore, ai seguenti gruppi di esperti del settore idrico, coordinati dalla Commissione europea:
 - gruppo di esperti sull'implementazione della direttiva europea sulle acque potabili;

2 V. www.wareg.org. Il network WAREG, istituito nell'aprile 2014 su iniziativa del Regolatore italiano, si è costituito come associazione *no profit* di diritto italiano, con sede presso questa Autorità, il 5 dicembre 2017. Vi partecipano 34 Autorità di regolazione e Ministeri. Oltre a questa Autorità, sono membri di WAREG anche le seguenti istituzioni: Agenzia nazionale per l'energia della Moldavia (ANRE); Autorità per i servizi pubblici della Romania (ANRSC); Commissione per l'elettricità, il gas e il controllo dei prezzi dell'acqua della regione di Bruxelles (BRUGEL); Commissione per la regolazione delle *utility* dell'Irlanda (CRU); Autorità della concorrenza dell'Estonia (ECA); Commissione per la regolazione energetica della Repubblica della Macedonia del Nord (ERC); Autorità per il sistema idrico dell'Albania (ERRU); Autorità per il sistema idrico e i rifiuti del Portogallo (ERSAR); Autorità per il sistema idrico e i rifiuti delle Isole Azzorre (ERSARA); Commissione per l'energia e il sistema idrico della Bulgaria (EWRC); Commissione per l'energia e il sistema idrico della Georgia (GNERC); Autorità per l'energia e i servizi pubblici dell'Ungheria (MEKH); Ministero dell'agricoltura della Repubblica Ceca (MZE); Commissione nazionale di regolazione per l'energia e le *utilities* dell'Ucraina (NEURC); Regolatore dei servizi pubblici dell'Irlanda del Nord (NIAUR); Commissione per la regolazione dei servizi pubblici dell'Armenia (PSRC); Commissione per i servizi pubblici della Lettonia (PUC); Autorità di regolazione per energia, rifiuti e acqua della Grecia (RAAEY); Agenzia per l'energia del Montenegro (REGAGEN); Regolatore per l'energia e i servizi idrici di Malta (REWS); Segretariato speciale per il sistema idrico della Grecia (SSW); Commissione nazionale per il controllo e i prezzi dell'energia della Lituania (VERT); Agenzia per l'ambiente delle Fiandre (VMM); Consiglio per i servizi idrici della Croazia (VVU); Autorità per i servizi idrici del Kosovo (WSRA). Inoltre, sono osservatori di WAREG: Agenzia catalana per l'acqua (ACA); Autorità della concorrenza e dei consumatori della Danimarca (KFST); Ministero per la transizione ambientale e inclusiva della Francia (MEDDE); Ministero per la transizione ecologica della Spagna (MITECO); Ministero delle foreste e del settore idrico della Turchia (MoFWA); Regolatore del settore idrico di Inghilterra e Galles (OFWAT); Regolatore della Polonia (*State Water Holding Polish Waters*); Commissione per l'industria idrica della Scozia (WICS).

3 TAIEX - *Technical Assistance and Information Exchange instrument of the European Commission*.

- gruppo di esperti sull'implementazione della direttiva europea sul trattamento delle acque reflue urbane;
- gruppo di esperti sull'implementazione della direttiva-quadro europea sulle acque;
- riunioni bilaterali con associazioni di *stakeholders* (Aqua Publica Europea, IWA, EWA, Water Europe);
- partecipazione a conferenze europee e internazionali, nello specifico:
 - *Public seminar on Water Resilience*, presso il Parlamento europeo;
 - Conferenza *Increasing climate resilience of water and sanitation sector in the Mediterranean Region*, organizzata da UNECE-United Nations Economic Commission for Europe;
 - *Danube Water Forum*, organizzato dalla Banca Mondiale;
- b) consolidare il modello di cooperazione regionale tra i membri WAREG, avviato nei Balcani, ed estenderlo ad altri regolatori di Paesi candidati all'Unione europea e di Paesi dell'Unione europea. Grazie alla collaborazione con il programma TAIEX della Commissione europea, WAREG ha potuto organizzare i seguenti *workshop* indirizzati agli otto Regolatori membri di Paesi candidati UE, caratterizzati da lezioni di *training* in aula e visite-studio presso operatori locali di servizi idrici:
 - *Workshop on the establishment of databases, aggregation and investment programmes for Water Supply and Sanitation utilities in the Western Balkan*, a Skopje (Macedonia del Nord);
 - *Workshop on the EU Drinking Water Directive*, a Lisbona (Portogallo).

Inoltre, nell'anno trascorso, WAREG si è riunita in tre occasioni, in sede di Assemblea generale che ne costituisce l'organo decisionale:

- 22-23 aprile, Firenze (Italia). In occasione dei 10 anni dalla creazione di WAREG per iniziativa dell'Autorità, la medesima ha organizzato a Firenze due conferenze europee su resilienza, investimenti e regolazione nel settore idrico e la 31ª Assemblea generale di WAREG. Sono emersi importanti elementi di riflessione, tra i quali si evidenziano i seguenti:
 - la carenza di investimenti nel settore – tesi a garantire standard uniformi di qualità del servizio e a raggiungere gli obiettivi del *Green Deal* europeo sulla sostenibilità ambientale – che resta una delle maggiori sfide in Europa e non può essere affrontata esclusivamente con gli strumenti della tariffa e della spesa pubblica, ma anche con capitale privato;
 - investitori privati e banche riconoscono il ruolo essenziale delle autorità di regolazione in Europa per garantire il recupero integrale dei costi nel settore, poiché assicurano stabilità, chiarezza e certezza delle norme, in un settore come quello idrico tipicamente frammentato tra centinaia di operatori, scarsamente capitalizzati e influenzati dalla politica locale;
 - i Paesi con una maggiore penetrazione di investimenti privati nel settore idrico sono quelli che hanno un unico regolatore idrico a livello nazionale. Tra i servizi pubblici essenziali per i cittadini in Europa, si rileva che la spesa media dei consumatori per i servizi idrici è più bassa rispetto ad altri servizi altrettanto essenziali quali energia, telecomunicazioni e trasporti.
- 19 giugno, Skopje (Macedonia). Nel corso della 32ª Assemblea generale di WAREG sono stati affrontati temi chiave sulla regolazione del settore idrico attraverso le presentazioni di Ofwat (UK) e MEKH (Ungheria), seguite da un confronto tra i membri sulle principali sfide di *governance* e sulle priorità regolatorie nei rispettivi Paesi. Due sessioni tematiche hanno approfondito la resilienza idrica e l'uso delle acque reflue, nonché l'efficienza energetica e le tariffe, con lo scambio di esperienze, anche sulle metodologie di monitoraggio.
- 10 e 11 dicembre, Bruxelles (Belgio). La 33ª Assemblea generale è stata organizzata dal Segretariato WAREG a guida ARERA in coordinamento con il CEER. La collaborazione con il CEER è stata voluta, da un

lato, per sottolineare il crescente impatto dei costi energetici lungo tutta la filiera dei servizi idrici integrati, specialmente a partire dalla crisi energetica del 2021-2022, dall'altro, per evidenziare l'imminente entrata in vigore di obblighi di efficientamento per il settore idrico, a seguito dell'adozione nel mese di novembre della nuova direttiva sul trattamento delle acque reflue urbane, che impone il raggiungimento della neutralità energetica entro il 2045 per gli impianti di trattamento dei residui reflui urbani con capacità superiore ai 10.000 abitanti equivalenti, nonché l'obbligo per gli Stati membri di effettuare ogni quattro anni *energy audits*.

Nel 2024, WAREG ha collaborato con la *Florence School of Regulation* alla stesura del paper "*From energy efficiency to climate neutrality in the wastewater sector: multi-level review from EU to local levels, and means for regulators to support the transition towards energy and climate neutrality*", che sarà pubblicato nel 2025. Attraverso un'analisi delle recenti normative europee sull'ambiente, il rapporto indaga specifiche iniziative di efficientamento energetico e neutralità climatica di operatori idrici in Europa.

Il 29 maggio si è svolta a Londra una tavola rotonda sul potenziale ruolo degli investimenti privati nel settore idrico regolato, organizzata con WAREG, su iniziativa di questa Autorità. Il *workshop* ha evidenziato che, secondo un rapporto OCSE del 2020, il fabbisogno di investimenti per la fornitura di servizi di acqua potabile compatibili con gli standard legislativi dell'Unione europea e per la riduzione delle perdite idriche di almeno il 10% è stimato in circa 90 miliardi di euro all'anno nel decennio 2020-2030. Per quanto riguarda invece i servizi di trattamento delle acque reflue urbane, il completo rispetto degli standard legislativi europei vigenti al 2020 comporterebbe una spesa di 60 miliardi di euro all'anno fino al 2030, sempre secondo l'OCSE. Ci si è chiesto se le tradizionali fonti di investimento – tassazione, tariffe e trasferimenti finanziari a fondo perduto o di natura bancaria – siano sufficienti a coprire tale fabbisogno e in quali Paesi europei il settore sia appetibile per soluzioni finanziarie alternative. Nella tavola rotonda si è discusso delle potenziali aree di attrattività per futuri investimenti – specie in funzione degli obblighi europei in materia di acqua potabile, acque reflue urbane e fanghi da depurazione – ma anche delle principali barriere attualmente esistenti in singoli Paesi europei rispetto alla partecipazione di investitori istituzionali (per esempio, fondi *private equity*) nella struttura societaria di *utilities* idriche e del ruolo dei regolatori nel monitorare l'efficace realizzazione degli investimenti programmati.

Settore rifiuti

Il 2024 si è caratterizzato per l'evoluzione del progetto di relazioni istituzionali comunitarie in materia di rifiuti urbani, nell'ottica della sua estensione alle autorità corrispondenti. Il regolatore italiano ha coordinato programmi e attività del gruppo delle autorità nazionali di regolazione dei rifiuti urbani (Grecia, Lettonia, Lituania, Portogallo, Romania, Ungheria e, ovviamente, Italia), al duplice scopo di sensibilizzare le Istituzioni europee sul rilievo della regolazione indipendente nel perseguimento efficace ed efficiente degli obiettivi di economia circolare e di assicurare la partecipazione dei regolatori al processo decisionale.

Le attività di "*advocacy*" del gruppo sono state improntate ad un approccio di condivisione di dati, idee e informazioni con la Commissione europea; in questo senso, è parso utile ai regolatori proporre iniziative originate dall'interesse espresso dalla Commissione su aspetti specifici della regolazione economica dei rifiuti urbani, un settore nel quale, peraltro, la supervisione di autorità nazionali indipendenti si è diffusa in tempi relativamente recenti. Il gruppo ha, in concreto, organizzato seminari a inviti su argomenti selezionati di comune accordo con

la Commissione, nel corso dei quali si è affermata la rilevanza dei principi di regolazione economica e si è sviluppato un dialogo costruttivo sul possibile ruolo dei regolatori nel quadro della nascente iniziativa comunitaria sul *Circular Economy Act*. Gli appuntamenti di maggior rilievo sono stati:

- 8 maggio: incontro di presentazione e di analisi del contributo della regolazione al perseguimento dell'economia circolare in prospettiva di efficienza economica, con un focus sugli strumenti tariffari e non tariffari che incentivano comportamenti virtuosi nei cittadini, l'efficienza negli operatori e il corretto dimensionamento degli investimenti;
- 26 giugno: seminario congiunto⁴ sui modelli di *governance* dei rifiuti urbani presenti nei Paesi che hanno adottato la regolazione nazionale indipendente;
- 11 dicembre: seminario congiunto su costi e tariffe dei servizi di gestione dei rifiuti urbani, con focus sul potenziale di efficienza, anche a vantaggio delle politiche generali di promozione del mercato interno delle materie riciclabili, conseguibile tramite strumenti di regolazione economica.

Alle attività di coordinamento del gruppo dei regolatori europei, l'Autorità italiana ha affiancato iniziative di confronto bilaterale con la Commissione, con riferimento particolare all'implementazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza, all'esame della complessità del modello di *governance*, all'impatto sull'efficacia del governo dei rifiuti della distribuzione di responsabilità decisionali a diversi livelli ed attori istituzionali.

Rapporti e iniziative con paesi non appartenenti all'Unione europea

Nel 2024 l'Autorità ha confermato il proprio impegno a livello internazionale per promuovere la cooperazione e la collaborazione volta a favorire lo scambio di *best practice* e conoscenze di tipo tecnico ed istituzionale, sia a livello bilaterale sia multilaterale. Con particolare riguardo al settore energetico, l'Autorità ha consolidato il lavoro svolto attraverso la partecipazione ai principali *network* internazionali e ha promosso lo sviluppo dei mercati dell'energia con l'intento di agevolarne l'integrazione con specifiche attività di *capacity building*. Tenuto conto dei rapidi cambiamenti e delle sfide cui ha dovuto far fronte il settore energetico negli ultimi anni, le aree del Mediterraneo e dei Balcani continuano ad essere di interesse strategico per il sistema energetico del nostro Paese.

Settori energetici

Mercato dell'energia nei Paesi del Sud-Est Europa

Nell'ottica di fornire supporto al processo di integrazione dei mercati euro-balcanici, nel 2024 l'Autorità ha proseguito le attività intraprese negli anni precedenti. In particolare, attraverso la propria partecipazione ai lavori dell'*Energy Community Regulatory Board* (ERCB), l'Autorità ha continuato la sua azione di coordinamento e di supporto all'implementazione dell'*acquis communautaire* a favore delle parti contraenti del Trattato dell'*Energy Community*.

⁴ Dizione con cui si indica la disponibilità sia dei regolatori sia della Commissione a presentare analisi e riflessioni, anche riservate, sugli argomenti di interesse comune.

Il 2024 non ha registrato particolari passi in avanti rispetto al processo di integrazione dei mercati energetici dei Paesi dei Balcani con quello dell'Unione europea, non essendo stato ancora trasposto⁵ né tantomeno implementato il pacchetto di misure (*Electricity Integration Package*) adottato dal *Ministerial Council* nel dicembre del 2022 (trasposizione prevista per il 31 dicembre 2023).

Il 1° ottobre 2023 ha avuto avvio la fase transitoria del regolamento (UE) 956/2023 *Cross Border Adjustment Mechanism* (CBAM). Detto regolamento prevede che, a partire dal 1° gennaio 2026, gli importatori degli Stati membri siano tenuti a pagare il controvalore della CO₂ incorporata in alcuni beni e servizi, tra cui l'energia elettrica, importati da Paesi terzi che non adottino un sistema di determinazione del prezzo del carbonio simile ad ETS. Tale controvalore sarà calcolato a partire dal prezzo della CO₂ determinato dall'ETS europeo. Il regolamento prevede la possibilità di esenzione temporanea (fino al 2030) per le importazioni di elettricità da Paesi terzi i cui mercati elettrici siano stati integrati con quello dell'Unione entro il 31 dicembre 2025. I ritardi nella trasposizione e nell'implementazione dell'*Electricity Integration Package* da parte dei Paesi dell'*Energy Community* mettono a rischio l'obiettivo di integrazione dei mercati entro la fine del 2025, precludendo di fatto la possibilità di esenzione dal CBAM.

Il 5 e il 6 giugno si è tenuto il 29° Forum dell'*Energy Community* sull'elettricità ad Atene. Oggetto del dibattito sono state le principali strategie per sviluppare un mercato elettrico integrato e sostenibile, in particolare la trasposizione e l'implementazione dell'*Electricity Integration Package*, la transizione energetica e gli investimenti nelle fonti rinnovabili.

Durante la discussione si è affrontato il tema legato alla necessità di attuare riforme normative e di adottare strumenti contrattuali come i *Power Purchase Agreements* (PPA) e i *Contracts for Difference* (CfD) per migliorare l'efficienza del mercato. Inoltre, sono state individuate le condizioni necessarie per l'attuazione del *coupling* dei mercati, ovvero l'integrazione delle Parti contraenti della comunità energetica nel mercato unico dell'Unione europea per la contrattazione giornaliera (SDAC) e la contrattazione infragiornaliera (SIDC). Le discussioni hanno anche evidenziato la necessità di integrare le fonti di energia rinnovabile e migliorare i processi di connessione alla rete per supportare la transizione energetica.

Si è svolto a Vienna il 17 settembre 2024 il 19° Forum Gas dell'*Energy Community*, che si è concentrato su due fattori chiave che stanno rimodellando il settore del gas: il cambiamento delle forniture di gas provenienti da fonti russe e l'impegno dell'Europa per la decarbonizzazione.

Il Forum ha riconosciuto l'impegno dell'Europa per la decarbonizzazione attraverso il pacchetto recentemente adottato per l'idrogeno e il mercato del gas e ha valutato una futura adozione di tali misure anche nel contesto dell'*Energy Community*.

5 Il quadro giuridico prevede la trasposizione dei provvedimenti dell'Unione europea in materia di energia e in particolare dell'adozione della direttiva 2019/994/CE "On common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU", il regolamento (CE) 943/2019 "On the internal market for electricity", il regolamento (UE) 942/2019 "Establishing a 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 Cogestion Management – CACM 2015/1222, sul Forward Capacity Allocation – FCA 2016/1719, sul Balancing – BAL 2017/2195, il regolamento sul System Operation – SO 2017/2226 e il regolamento "Emergency and Restoration" – E&R 2017/2196.

Attività della *Balkan Energy School* – BES

La *Balkan Energy School* – BES⁶, gestita da un'associazione *no profit* di diritto italiano promossa dal regolatore italiano, organizza seminari tecnici che favoriscono 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.

Nel corso del 2024, l'associazione si è distinta quale strumento per promuovere lo scambio di conoscenze tecniche in vista della completa integrazione dei mercati euro-balcanici. È, infatti, proseguita con successo la cooperazione con il Forum intergovernativo *Central European Initiative* (CEI), nell'ambito dei programmi *Know Exchange Programme* (KEP), finanziato da un fondo del Governo italiano presso la Banca europea per la ricostruzione e lo sviluppo. È attualmente in corso il progetto “*Support for strengthening energy regulatory authorities in the Western Balkans*”, nell'ambito del quale sono stati organizzati i seguenti seminari:

- *La decarbonizzazione nei Balcani e le implicazioni del regolamento CBAM*, 4 aprile, Milano;
- *Il futuro del mercato elettrico in Montenegro ed in Bosnia Erzegovina*, 12 e 13 novembre, Sarajevo.

Nel 2024, inoltre, si è concluso un precedente progetto KEP iniziato nel 2023 a beneficio del regolatore albanese (ERE), “*Supporting the Albanian Regulatory Authority to improve the efficiency of the wholesale electricity market*”, che per l'anno di riferimento ha previsto i seguenti seminari:

- *Il nuovo disegno di mercato elettrico europeo e le sue implicazioni per i Balcani*, 8 maggio, Tirana;
- *Il funzionamento del Gestore dei Mercati Energetici*, con visita alla *trading room* di GME, 23 settembre, Roma.

Il 7 maggio è stato presentato, presso la Residenza d'Italia a Tirana, il report “*Assessment of the Albanian electricity market design and performance*”, che prende le mosse da una ricognizione dei fondamentali del mercato elettrico albanese (offerta, domanda, interconnessioni e flussi transfrontalieri), per poi analizzare il quadro legale e regolatorio di riferimento, nonché la *governance* del settore elettrico albanese. Il focus del rapporto si concentra sul funzionamento del mercato all'ingrosso albanese, il cui disegno incentrato sulla borsa elettrica è stato implementato nell'aprile 2023. Nel Rapporto si passano in rassegna gli esiti del mercato nel periodo da maggio a dicembre 2023 e si dà evidenza dell'elevata correlazione tra i prezzi dell'energia elettrica quotati dalla borsa albanese ALPEX e i prezzi quotati dalla borsa ungherese HUPX. Inoltre, è dedicata attenzione al progetto di accoppiamento di mercato tra Albania e Kosovo, ai problemi riscontrati da alcuni operatori in merito al funzionamento del mercato di bilanciamento e alle misure per mitigare il potere di mercato. Infine, nel Rapporto si effettua un confronto tra il mercato albanese recentemente avviato ed il mercato italiano nel suo assetto iniziale (2005), al fine di trarre indicazioni utili per i *policy maker* albanesi basate sull'esperienza italiana. Il report si conclude con una lista di raccomandazioni riguardanti la liquidità del mercato, le tempistiche di aggiornamento dei prezzi praticati ai clienti finali, le gare per l'approvvigiona-

6 V. www.balkanenergyschool.org. L'associazione, costituita nel 2022, è ospitata a Milano dall'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente e include tra i suoi membri fondatori oltre all'Autorità, i regolatori di Albania (ERE), Bosnia ed Erzegovina (SERC), Montenegro (REGAGEN) e Nord Macedonia (ERC). A partire dal 2023 anche il regolatore della Grecia (RAAEY) è divenuto membro dell'Associazione, mentre quello serbo (AERS) è osservatore. L'area geografica di riferimento per l'attività della BES comprende i Paesi firmatari del Trattato dell'*Energy Community*, quelli dell'Unione europea a 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.

mento del fornitore di ultima istanza, la diffusione dei misuratori intelligenti ed i segnali di prezzo di lungo periodo.

Su richiesta del regolatore albanese, il documento è stato successivamente integrato con un *addendum*, disponibile anch'esso sul sito della BES, riguardante l'impatto del regolamento UE *Cross Border Adjustment Mechanism* (CBAM) sulle esportazioni di elettricità provenienti dall'Albania.

Nel corso dell'anno ci si è dedicati anche alle relazioni bilaterali tra Italia e Montenegro e tra i rispettivi regolatori in virtù dell'interconnessione fisica tra i due Paesi, l'elettrodotto Monita, e il processo che condurrà al *coupling* elettrico tra i due Paesi. Il 24 maggio si è svolto a Roma un primo incontro del tavolo energia Italia-Montenegro ospitato presso il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, cui hanno partecipato gli omologhi montenegrini di regolatore, gestore di trasmissione e borsa elettrica, con l'intento di favorire la stesura di un *Memorandum of Cooperation* tra i due Paesi in vista del *coupling* elettrico. L'8 maggio i due regolatori hanno stipulato un *Memorandum of Cooperation*, con il quale è stata definita la *governance* della loro cooperazione.

Il 10 settembre a Podgorica si è tenuto, alla presenza del Vicepresidente del Consiglio e Ministro degli esteri e della cooperazione internazionale, Antonio Tajani, e del Ministro degli esteri montenegrino, Ervin Inbrahimović, un secondo incontro del tavolo energia Italia-Montenegro organizzato dall'Ambasciata d'Italia in Montenegro. Obiettivo dell'incontro è stato promuovere il dialogo tra Italia e Montenegro per favorire l'integrazione dei mercati energetici europei e balcanici, nonché per fornire un aggiornamento sull'operatività del cavo di interconnessione Monita e sui recenti sviluppi del *Memorandum* di cooperazione tra il Ministero per l'ambiente e la sicurezza energetica italiano e l'omologo montenegrino.

L'iniziativa è stata promossa dal regolatore italiano, in collaborazione con il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e la *Balkan Energy School* (BES).

Nell'anno di riferimento, la *Balkan Energy School* ha collaborato con la Commissione europea e con il CEER (*Council of European Regulation*). In particolare, la BES ha realizzato due progetti TAIX (*Technical Assistance and Information Exchange Programme*) finanziati dalla Commissione, con beneficiari rispettivamente il regolatore del Montenegro e il regolatore della Macedonia del Nord. Per il Montenegro, le attività si sono svolte attraverso l'organizzazione di una *experts mission* a Podgorica costituita interamente da funzionari dell'Autorità, che ha avuto l'obiettivo di illustrare al regolatore montenegrino REGAGEN alcuni aspetti dei principali regolamenti del mercato elettrico dell'Unione europea. Per la Macedonia del Nord, le attività si sono svolte nell'ambito di un *workshop* a Skopje, cui hanno preso parte esperti della *Balkan Energy School* provenienti sia dal regolatore italiano sia dal regolatore greco, con l'obiettivo di illustrare al regolatore nord macedone le norme della legislazione europea oggetto di trasposizione nel quadro giuridico dei Paesi della *Energy Community*.

Per quanto riguarda la collaborazione con il CEER, è stata organizzata a Roma, il 24 settembre, una conferenza "*Promozione delle interconnessioni elettriche e dell'integrazione dei mercati del Partenariato orientale in UE*", nell'ambito del programma *EU4Energy* della Commissione europea "*Promuovere la transizione*

verso l'energia pulita nei paesi del Partenariato orientale". L'evento mirava a sostenere l'impegno dell'Unione europea nel migliorare la connettività all'interno e oltre i suoi confini e ad enfatizzare l'importanza e i potenziali benefici delle capacità di connessione transfrontaliera per l'integrazione regionale e l'Unione, con un focus speciale sul partenariato orientale.

Infine, durante la 5ª Assemblea generale dell'associazione, il 14 novembre 2024 a Sarajevo, questa Autorità è stata confermata all'unanimità alla guida della *Balkan Energy School* per un ulteriore biennio.

Mercato dell'energia nei paesi dell'area del Mediterraneo

Nel 2024, il regolatore italiano ha proseguito la propria attività a supporto dell'Associazione MEDREG (*Mediterranean Energy Regulators*), di cui è Vicepresidente permanente, prendendo parte ai seguenti incontri:

- 12 giugno, 4° *Workshop* dei Presidenti delle autorità di regolazione dell'energia membri di MEDREG, a Selinunte. Il *workshop* ha consentito ai partecipanti di confrontarsi sul potenziale della regione del Mediterraneo e, in particolare, su:
 - ruolo centrale del Mediterraneo e dinamiche energetiche nella regione. Questa sessione ha esplorato la connessione tra la geopolitica e le dinamiche energetiche della regione del Mediterraneo in termini di sicurezza energetica e cooperazione;
 - scambi commerciali di energia transfrontalieri e sistemi energetici isolati. Questa sessione ha affrontato le sfide e le opportunità degli scambi commerciali di energia transfrontalieri nella regione del Mediterraneo, data la presenza di sistemi isolati e di differenti quadri regolatori. Inoltre, i partecipanti hanno analizzato modelli di *business* innovativi, meccanismi di finanziamento e strategie per la diffusione delle energie rinnovabili nei sistemi energetici isolati.

Il *workshop* si è concluso con una tavola rotonda con i presidenti di MEDREG, i quali hanno adottato una posizione comune, "*Selinunte Statement*", per rafforzare la loro cooperazione.
- 13 giugno, 37ª Assemblea generale MEDREG, a Selinunte, durante la quale sono state presentate le attività previste dal piano di lavoro, che verranno finalizzate entro la fine dell'anno:
 - Gruppo istituzionale: aggiornamento del report del "*Regulatory Outlook*";
 - Gruppo elettrico: aggiornamento del report "MEMO" (*Mediterranean Electricity Market Observatory*);
 - Gruppo rinnovabili: predisposizione del report "*Regulatory Framework for the Development of Energy Storage and Distributed Flexibility Resources*";
 - Gruppo gas: redazione del report "*Green LNG as a Hub for the Energy Transition*". Inoltre, nell'ambito del gruppo gas, la *task force* sull'idrogeno ha presentato il primo report sull'implementazione dell'idrogeno nei Paesi del Mediterraneo.
- 3 e 4 dicembre, *Workshop Shaping the Euro-Mediterranean Energy Market: Progress and Prospects* e 38ª Assemblea Generale MEDREG, a Bruxelles. Scopo del dibattito è stata la discussione sullo sviluppo delle infrastrutture e degli scambi energetici, al fine di garantire maggiore sicurezza degli approvvigionamenti nell'area del Mediterraneo. Si rammenta che MEDREG svolge un ruolo a supporto dei suoi membri, al fine di creare un mercato energetico e mediterraneo interconnesso. Ciò risulta ancora più rilevante se si considera la nomina di un Commissario per il Mediterraneo, nonché l'introduzione del "*Patto per il Mediterraneo*", finalizzato a costruire partenariati focalizzati sull'energia, sugli investimenti e su altre aree chiave nella regione euro-mediterranea, estendendosi fino al Medio Oriente e alle regioni del Golfo.

Il giorno seguente si è svolta la 38^a Assemblea generale, nel corso della quale sono state rinnovate le cariche di Presidente, Vicepresidenti e responsabili dei *working groups* per il periodo 2024-2026. Il nuovo *Board* dell'Associazione è composto dal Presidente del regolatore montenegrino (REGAGEN) Branislav Prelevic, quale Presidente, Presidente del regolatore algerino (ARH), Rachid Nadil, e Componente del *Board* del regolatore giordano (EMRC), Mohammad Maayah, quali Vicepresidenti. L'Autorità italiana continuerà a ricoprire il ruolo di Vicepresidente permanente. All'Autorità, inoltre, è stata assegnata la carica di Capo gruppo tecnico per le questioni istituzionali. Per quanto riguarda le attività tecniche sono stati approvati tutti i *report* previsti nel piano delle attività per il 2024.

Partecipazione al Comitato consultivo delle Autorità indipendenti dell'*Eastmed Gas Forum* (EMGF)

Il Comitato consultivo delle autorità di regolazione dell'*Eastmed Gas Forum* (EMGF), nel corso del 2024, non ha implementato particolari attività, se non un dialogo con il Segretariato dell'Organizzazione, che si è dedicato all'aggiornamento delle *Rules of procedures*.

Relazioni bilaterali

Allo scopo di favorire gli scambi e di alimentare, secondo le indicazioni di pianificazione strategica, la diffusione delle buone pratiche regolatorie in funzione di una sempre maggiore integrazione dei mercati dell'energia, questa Autorità ha svolto anche nel 2024 attività di *capacity building* e di esame delle pratiche regolatorie, nonché di confronto istituzionale con le autorità di regolazione di Paesi extraeuropei:

- India. Il 22 aprile si è svolto presso lo *European University Institute* di Firenze un incontro bilaterale tra il regolatore italiano e le Commissioni di regolazione dell'elettricità dell'India. L'evento, promosso dalla *Florence School Global*, era volto a favorire il trasferimento di conoscenze relative alla transizione energetica e l'integrazione delle rinnovabili.
- Malawi. Il 18 aprile si è tenuto l'incontro bilaterale tra questa Autorità e una delegazione di alto livello della *Malawi Energy Regulatory Authority* (MERA). Fra i temi trattati, l'importanza dell'istituzione di un regolatore indipendente, il ruolo dell'Autorità di regolazione nazionale nell'evoluzione del sistema elettrico italiano in un contesto di crescita delle fonti rinnovabili, i processi di digitalizzazione.
- Turchia. Il 18 luglio si è svolto a Milano presso la sede dell'Autorità un incontro tra l'Autorità, WAREG e una delegazione del Ministero dell'agricoltura e delle foreste della Turchia. Al centro del dibattito il tema della *governance* del sistema idrico in Italia e in Turchia.

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

Audizioni presso il Parlamento

Memoria in merito agli esiti delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio a tutele gradualì per i clienti domestici non vulnerabili

Con la memoria 4 marzo 2024, 62/2024/EEL, l'Autorità, audita presso la Commissione Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati, ha fornito il proprio contributo su una tematica di rilevante interesse per la collettività, quale l'assegnazione del servizio a tutele gradualì per i clienti domestici non vulnerabili.

La legge 4 agosto 2017, n. 124 (c.d. "Legge concorrenza 2017"), nel prevedere la cessazione del servizio di maggior tutela, ha affidato all'Autorità il compito di adottare disposizioni per assicurare *"un servizio a tutele gradualì per i clienti finali senza fornitore di energia elettrica"*, nonché specifiche misure per prevenire ingiustificati aumenti di prezzo e alterazioni delle condizioni di fornitura, a tutela dei clienti finali (articolo 1, comma 60). Al fine di favorire l'ingresso consapevole dei clienti domestici nel mercato libero dell'energia elettrica e di garantire condizioni concorrenziali e una pluralità di offerte, il decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica del 17 maggio 2023 ha disposto l'assegnazione al servizio a tutele gradualì disciplinato da questa Autorità dei clienti domestici non vulnerabili che, alla data della rimozione del servizio di maggior tutela, non avessero stipulato un contratto per la fornitura dell'energia elettrica sul mercato libero (articolo 2, comma 1).

In attuazione di tali disposizioni legislative, con la delibera 3 agosto 2023, 362/2023/R/EEL, l'Autorità ha fissato le condizioni economiche e contrattuali di erogazione del servizio a tutele gradualì per i clienti domestici non vulnerabili e le modalità di assegnazione dello stesso.

Riguardo alle modalità di assegnazione del servizio, il menzionato provvedimento ha attribuito ad Acquirente unico il compito di gestire le procedure concorsuali e di predisporre il relativo regolamento di gara.

Per quanto riguarda le tempistiche, in esito alla pubblicazione della delibera 9 dicembre 2023, 580/2023/R/EEL, l'Autorità ha tempestivamente attuato le disposizioni di cui all'articolo 14, comma 6, differendo al 10 gennaio 2024 (il termine originario era l'11 dicembre 2023) la data di svolgimento delle aste per l'assegnazione del servizio a tutele gradualì per i clienti domestici non vulnerabili del settore dell'energia elettrica. Con la delibera 19 dicembre 2023, 600/2023/R/eel, l'Autorità ha poi prorogato la data di attivazione del servizio a tutele gradualì per i clienti domestici non vulnerabili al 1° luglio 2024 (in luogo del 1° aprile 2024), in coerenza con l'espressa finalità del decreto-legge in esame di assicurare ai clienti finali un periodo di tempo adeguato per informarsi, attraverso le apposite campagne informative da parte del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, e in ragione del nuovo termine di pubblicazione degli esiti delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio a tutele gradualì (6 febbraio 2024).

Con la memoria si evidenzia, in merito allo svolgimento delle aste, che sono state presentate offerte in relazione a tutte le aree territoriali, con un minimo di 9 offerenti per l'area n. 17 e un massimo di 16 per l'area n. 7. Per le restanti aree sono state presentate offerte da parte di almeno dieci partecipanti. A conclusione delle procedure di gara, sono state assegnate tutte le aree territoriali a 7 operatori, di cui 2 che operano anche come esercenti la maggior tutela, 2 operatori appartenente allo stesso gruppo dell'esercente la maggior tutela e 3 operatori attivi solo nel libero mercato.

Riguardo al modello d'asta prescelto, si rileva che lo stesso si è rivelato uno strumento valido e adeguato a garantire la parità di trattamento tra gli operatori del mercato ed esiti realmente concorrenziali, a beneficio dei clienti, grazie anche alla pluralità di partecipanti che ha concorso in tutte le aree territoriali.

Riguardo ai prezzi di aggiudicazione delle varie aree, si è desunto che gli operatori, nel formulare la propria offerta, abbiano tenuto conto di una molteplicità di fattori, tra cui il risparmio di costi di acquisizione e marketing che avrebbero sostenuto nel mercato libero per accrescere progressivamente la propria quota di mercato, in un arco temporale necessariamente più lungo rispetto a quello associato all'acquisizione, in unica soluzione, dei clienti in sede d'asta e in un contesto caratterizzato dall'inerzia dei clienti finali domestici e da un *incumbent* con una quota di mercato decisamente superiore rispetto a quella degli altri attori. Un altro fattore che sembra aver influito su alcune offerte è il radicamento territoriale dell'impresa nella fornitura di altri beni o servizi e la possibilità di continuare a servire i clienti a condizioni di libero mercato al termine del periodo triennale di assegnazione del servizio. Complessivamente, il bilanciamento dei molteplici fattori ha indotto i partecipanti a formulare offerte tra di loro molto diverse, con numerosi casi di offerte a valori negativi.

Le condizioni economiche applicate ai clienti del servizio a tutele gradualı prevedono l'applicazione, in aggiunta alle componenti tariffarie regolate, di una componente di prezzo (in euro/kWh), a copertura dei costi di approvvigionamento di energia, basata sui valori consuntivi mensili del PUN e di una componente (c.d. "parametro gamma" espresso in euro/POD/anno) definita sulla base delle offerte formulate dagli operatori. Tale componente è uguale in tutto il territorio nazionale ed è determinata come media ponderata dei prezzi di aggiudicazione delle aste per il numero di clienti presenti in ciascuna area che si stima passeranno al servizio a tutele gradualı.

Si rileva, con la presente memoria, che la componente in questione sarà determinata in prossimità del 1° luglio 2024 (data in cui inizierà l'erogazione del servizio a tutele gradualı per i clienti domestici non vulnerabili) e sarà poi aggiornata annualmente sempre in funzione del numero di clienti riforniti nel servizio a tutele gradualı delle diverse aree territoriali. Corre l'obbligo di segnalare che il corrispettivo a copertura dei costi di commercializzazione applicato ai clienti del servizio di maggior tutela è determinato tenendo conto dei dati rinvenibili dai bilanci di esercizio dei principali operatori del mercato libero; mentre, il parametro gamma, che sarà applicato ai clienti non vulnerabili del servizio a tutele gradualı a partire dal 1° luglio 2024, ha internalizzato i prezzi in questione, che riflettono invece una molteplicità di fattori e risultano scontati per acquisire il valore patrimoniale dei clienti aggiudicati tramite asta, in un'ottica di investimento di medio termine. Le condizioni economiche che saranno praticate ai clienti vulnerabili nei servizi di tutela saranno quindi diverse e i prezzi risulteranno maggiori di quelli applicati ai clienti riforniti nel servizio a tutele gradualı in questo primo triennio. Fanno naturalmente eccezione i clienti in stato di bisogno economico, per i quali resta attivo il meccanismo automatico del bonus sociale.

Nel 2024 il bonus elettricità (comprensivo della componente straordinaria prevista dal legislatore per il primo trimestre) varrà da 218 euro (per una famiglia con 2 componenti) a 315 euro (per famiglie con più di 4 componenti).

In tema di comparazione tra le condizioni economiche del servizio di maggior tutela e quelle del servizio a tutele gradualì, si rileva altresì che la componente del prezzo di tutela a copertura dei costi di acquisto dell'energia è determinata come stima della media trimestrale del PUN (relativa al trimestre in cui il prezzo trova applicazione), con l'effetto di diluire nel tempo l'impatto sulla spesa dei clienti finali delle eventuali variazioni inattese di prezzo che si formano nel mercato all'ingrosso. L'omologa componente del servizio a tutele gradualì è, invece, determinata sulla base dei valori consuntivi mensili del PUN; pertanto, i clienti ivi riforniti pagano un prezzo che risente in maniera più immediata dell'andamento dei prezzi del mercato all'ingrosso, non essendoci alcun effetto di differimento temporale.

Da ultimo, con riferimento alle tempistiche di attivazione del servizio a tutele gradualì, si rammenta che fino al 30 giugno 2024 il servizio di maggior tutela è operativo come di consueto ed è fatta salva la possibilità per qualunque consumatore di rientrarvi con una semplice richiesta all'esercente del servizio medesimo. In tal senso, l'Autorità ha recentemente rivolto una precisa raccomandazione agli esercenti la maggior tutela affinché mantengano facilmente rintracciabili le informazioni relative a tale processo e si facciano parte diligente nel comunicare tempestivamente le richieste al Sistema informativo integrato.

Alla data del 1° luglio 2024 i clienti non vulnerabili serviti nel servizio di maggior tutela passeranno automaticamente al servizio a tutele gradualì con le condizioni economiche che saranno definite per questo servizio, mentre i clienti vulnerabili manterranno le condizioni del servizio di maggior tutela. In continuità con quanto già previsto dalla normativa vigente, anche dopo il 1° luglio 2024, il cliente vulnerabile potrà entrare o uscire su richiesta dal servizio di maggior tutela in qualunque momento possedendo o avendo maturato i requisiti richiesti (per esempio, un cliente del libero mercato che raggiunga l'età di 75 anni potrà accedere al servizio di maggior tutela).

Per quanto riguarda il servizio di vulnerabilità, viene ricordato che, sebbene la norma preveda anche in questo caso l'utilizzo di procedure concorsuali per l'identificazione dei fornitori, le condizioni strutturali che il legislatore ha delineato per questo servizio sono molto diverse da quelle per il servizio a tutele gradualì. È quindi ragionevole attendersi dinamiche e risultati differenti. In particolare, la norma prefigura un obiettivo di allineamento dei corrispettivi ai costi del servizio e un quadro di protezione dei clienti da interferenze con le strategie commerciali dei venditori.

Memoria in merito alla “Proposta di aggiornamento del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)”

Con la memoria 30 aprile 2024, 161/2024/I/COM, l'Autorità, audita presso la Commissione Ambiente, territorio, lavori pubblici e Attività produttive, commercio, turismo della Camera dei deputati, ha espresso le proprie considerazioni in merito alla proposta di aggiornamento del Piano nazionale integrato energia e clima (PNIEC), in particolare soffermandosi sulle tematiche di interesse per la regolazione dei settori energetici e ambientali, anche in considerazione delle principali direttrici segnate, o in via di definizione, dall'Unione europea.

In particolare, l'Autorità, con riferimento alla tematica generale inerente al mantenimento della chiara distinzione tra gli obiettivi che appartengono al ruolo di indirizzo politico generale spettante a Parlamento e Governo e agli strumenti regolatori, sottolinea la necessità di:

- a) garantire, all'interno della *governance* complessa e stratificata del comparto energia, un ordinato riparto delle competenze di regolazione *ex ante* nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, così come declinate dalla legge istitutiva n. 481/1995 e sue successive modifiche;
- b) evitare di definire soluzioni di eccessivo dettaglio, lasciando al regolatore nazionale la facoltà di identificare le specifiche misure di regolazione tecnico-economica più adatte a raggiungere gli obiettivi al minimo costo;
- c) tenere in debito conto la dimensione europea nell'implementazione delle misure previste dal Piano, non solo per quanto afferisce alla regolazione dei mercati e allo sviluppo delle infrastrutture transfrontaliere, ma anche per quanto attiene all'esigenza di un'attenta e tempestiva valutazione della necessità di notifica delle misure ai sensi delle Linee guida sugli aiuti di Stato.

Riguardo ai temi delle emissioni, dell'efficienza e degli edifici, con riferimento alla elettrificazione dei sistemi di riscaldamento, si sottolinea che, affinché la diffusione di tali dispositivi possa essere adeguatamente supportata dalle reti elettriche e non ne minacci invece la stabilità, è necessario che l'intervento pubblico tenda ad agevolare soprattutto le tecnologie in grado di integrarsi e comunicare al meglio con il sistema elettrico, anche offrendo servizi di *demand-response* e di flessibilità.

Riguardo ai temi delle emissioni, dell'efficienza e dei trasporti, l'Autorità considera rilevante che: i) l'attuazione in Italia del regolamento europeo 1804/2023 sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi sia garantita tramite un forte coordinamento interistituzionale; ii) le eventuali agevolazioni tese a ridurre i costi di ricarica in luoghi accessibili al pubblico siano rivolte direttamente agli automobilisti, anziché poggiare sulle tariffe elettriche pagate dai gestori dei punti di ricarica e siano concentrate su coloro che trovano più barriere nell'acquisto di un veicolo elettrico, sia di natura sociale (per esempio, condizioni di reddito) sia per altri aspetti legati alle caratteristiche urbanistiche, come l'indisponibilità di punti di ricarica privati.

Per quanto riguarda il tema delle emissioni nel settore dei rifiuti urbani, l'Autorità rileva di aver introdotto misure coerenti con l'impostazione adottata nel PNIEC; in particolare, la regolazione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento è volta a superare il divario impiantistico rilevato in specifiche macroaree del Paese con conseguenti benefici anche in termini di riduzione delle distanze percorse dai rifiuti, nonché di stimolo del settore verso opzioni di trattamento ambientalmente più sostenibili, disincentivando il conferimento in discarica attraverso sistemi di perequazione.

Accanto alle misure regolatorie, per ridurre le emissioni e i consumi nel settore dei trasporti dei rifiuti urbani, possono essere valutati interventi normativi, nella logica del *green procurement*, volti a privilegiare il principio di prossimità agli impianti di recupero rispetto alla libera circolazione sul territorio nazionale, anche in un'ottica di responsabilizzazione delle comunità locali, peraltro in coerenza con la stabile impostazione adottata dall'Autorità nei settori ambientali.

Riguardo alle rinnovabili e alle autorizzazioni, l'Autorità ritiene opportuno un miglior coordinamento della gestione delle richieste di connessione alla rete con le procedure di autorizzazione per gli impianti rinnovabili. Ciò permetterebbe un'ottimizzazione e una semplificazione dei processi, incrementando la prevedibilità delle effettive realizzazioni degli impianti e migliorando il coordinamento con gli sviluppi di rete. È necessaria a tal

fine una sistematica partecipazione dei gestori di rete a tali processi (si veda, per esempio, la piattaforma Terna relativa alle connessioni in fase di sviluppo), al fine di orientare le scelte di investimento nei sistemi di rete sulla base dell'effettiva maturità dei progetti che hanno richiesto la connessione, evitando ritardi o investimenti inutili.

Con riferimento alle fonti rinnovabili e agli incentivi, l'Autorità ritiene che i contratti differenziali a due vie finalizzati al supporto alle fonti rinnovabili non debbano alterare l'interesse dei produttori a partecipare al mercato. Inoltre, al fine di garantire la sostenibilità economica dei meccanismi di supporto delle fonti rinnovabili e degli accumuli (CfD e PPA), è necessario individuare l'insieme dei consumatori su cui ricadrà l'effetto di tali meccanismi, anche per consentire ai consumatori interessati di agire coerentemente nell'approvvigionamento di energia nel mercato libero.

In merito all'idrogeno, la memoria sottolinea che uno sviluppo efficiente dell'idrogeno, quale vettore di decarbonizzazione, richieda un approccio graduale ed integrato che non potrà prescindere da:

- a) una valutazione integrata delle diverse opportunità di decarbonizzazione del gas;
- b) un'attribuzione tempestiva di competenze in materia di idrogeno e gas rinnovabili al regolatore nazionale del settore energia elettrica e gas naturale, per accompagnare tale processo e fornire la necessaria certezza agli investitori;
- c) una pianificazione integrata delle reti di gas naturale, elettricità e idrogeno basata su scenari congiunti approvati dal regolatore nazionale, come previsto anche dal Pacchetto decarbonizzazione;
- d) una definizione di regole certe di attribuzione dei costi coerenti con i fabbisogni per gli sviluppi transfrontalieri dei corridoi europei dell'idrogeno previsti dal regolamento TEN.

In relazione alla sicurezza delle forniture, si sottolinea che gli sviluppi infrastrutturali necessari per garantire la sicurezza delle forniture devono essere accompagnati da strumenti – di mercato e regolatori – che consentano che tali investimenti si realizzino in un'ottica di efficienza e di sostenibilità economica. Ciò richiede un approccio guidato da criteri di selettività, basato su un'analisi costi-benefici.

Per quanto riguarda il mercato, i consumatori e la flessibilità del sistema elettrico, si rimarca nella memoria come la regolazione abbia già predisposto buona parte degli strumenti necessari per garantire al sistema elettrico il livello di flessibilità necessaria per sostenere il forte sviluppo di generazione da fonti rinnovabili previsto nel PNIEC. La riforma del mercato del dispacciamento attuata con il Testo integrato del dispacciamento elettrico – TIDE, tenendo anche conto dei risultati dei progetti pilota disciplinati dall'Autorità per la fornitura a Terna di servizi ancillari globali, permetterà la partecipazione attiva della domanda.

Inoltre, si fa presente che è in corso l'implementazione del percorso per la selezione tramite asta di accumuli e per la loro remunerazione a termine, per un approvvigionamento di capacità di stoccaggio adeguato a garantire la piena integrazione nel mercato delle fonti intermittenti e la contestuale sicurezza del sistema.

In riferimento al tema della tutela dei consumatori, il documento in esame sottolinea come tale tutela passi attraverso una maggiore semplificazione a beneficio della comprensibilità del mercato e ad un continuo miglioramento degli strumenti esistenti. Con particolare riferimento alle proposte in materia di tutela della vulnerabilità, si evidenzia che, nel settore del teleriscaldamento, non è attualmente prevista l'applicazione di agevolazioni per

gli utenti in condizione di disagio economico. Pertanto, si propone l'estensione anche a tale settore della disciplina del bonus sociale, che prevede il riconoscimento di un contributo economico, senza bisogno di presentare apposita domanda, ai nuclei familiari che si trovano in condizione di vulnerabilità economica, sulla base dell'Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE).

Riguardo al biometano, considerato dal PNIEC di particolare interesse se prodotto da rifiuti organici urbani (FORSU), per ottenere sia energia rinnovabile sia CO₂ da utilizzare per l'industria alimentare, la memoria sottolinea che, nell'ambito della regolazione tariffaria, sono stati introdotti strumenti finalizzati a promuovere il miglioramento della qualità e della quantità della raccolta differenziata, aumentando in tal modo la disponibilità di FORSU per la produzione di biometano (altrimenti destinata in discarica, in particolare nelle aree caratterizzate da carenza impiantistica), nonché delle frazioni secche per la produzione di materie prime seconde di buona qualità. Al fine di sfruttare al meglio le potenzialità delle matrici organiche, l'Autorità rileva l'opportunità di favorire la transizione verso modelli di trattamento della FORSU che prevedano la produzione di biometano in luogo del solo compostaggio, coerentemente con le indicazioni contenute nel Programma nazionale sulla gestione dei rifiuti riguardo alla necessità di realizzare impianti di digestione anaerobica integrati nelle aree scarsamente dotate di tale tipologia di impianti, consentendo in tal modo la produzione di biometano.

Riguardo al potenziale contributo dei settori ambientali agli obiettivi del Piano, l'Autorità sottolinea che, nel trattare ampiamente le diverse misure volte al raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica, di diffusione delle fonti rinnovabili e di decarbonizzazione, pur non avanzando proposte specifiche, il PNIEC non esclude che l'impatto positivo a tali obiettivi possa avvenire anche in ambiti ulteriori rispetto a quello energetico, termico e dei trasporti (richiamando, tra gli altri, il recupero di energia e di materia dai fanghi ottenuti dal trattamento delle acque reflue). A tale proposito, si rileva come anche la regolazione settoriale adottata da questa Autorità sia improntata al perseguimento di obiettivi di sostenibilità energetica ed ambientale, nonché di sviluppo dell'economia circolare.

In merito al tema della "neutralità energetica", si evidenzia poi che il settore idrico sarà soggetto alle disposizioni contenute nella nuova direttiva europea acque reflue in corso di approvazione, che prevedono un obiettivo di "neutralità energetica", in base al quale, entro il 2045, il 100% di energia utilizzata annualmente, a livello nazionale, da impianti di depurazione con carico maggiore e uguale a 10.000 abitanti equivalenti, deve provenire da fonti energetiche rinnovabili, con obiettivi intermedi a partire dal 2030, anno nel quale l'obiettivo è fissato al 30%. In merito a tale profilo, l'attività dell'Autorità può rappresentare un fattore abilitante, declinando tali nuovi obiettivi nell'ambito del quadro regolatorio.

Memoria in merito alle "Modalità di copertura degli oneri derivanti dal riconoscimento degli incentivi miranti a promuovere la realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili e innovativi e con costi elevati di esercizio"

Con la memoria 25 giugno 2024, 249/2024/I/COM, l'Autorità, audita presso la Commissione Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati, ha fornito il proprio contributo in merito allo schema di decreto

interministeriale 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. “DM FER2”).

Il 4 giugno 2024 la Commissione europea ha approvato, ai sensi delle norme sugli aiuti di stato, lo schema di decreto italiano di supporto alla produzione di energia da fonti rinnovabili e la presente memoria fa riferimento al testo dello schema di decreto circolato a seguito della suddetta approvazione. Lo schema DM FER2 stabilisce le modalità e le condizioni in base alle quali gli impianti di produzione 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, possono accedere agli incentivi.

Il decreto, infatti, prevede:

- nel caso di impianti di potenza fino a 300 kW (ridotti a 200 kW dal 1° gennaio 2026), l’utilizzo dei *feed in tariff* (o tariffe fisse onnicomprensive);
- nel caso di impianti di potenza superiore a 300 kW (ridotti a 200 kW dal 1° gennaio 2026), l’utilizzo del contratto differenziale a due vie quale strumento di supporto allo sviluppo delle tecnologie cui si applica e dispone, all’articolo 15, che questa Autorità ne definisca le modalità con le quali trovano copertura sulle componenti tariffarie dell’energia elettrica le risorse necessarie per l’erogazione degli incentivi di cui al medesimo decreto, assicurando l’equilibrio economico del bilancio del GSE.

L’Autorità, già in occasione del parere rilasciato in merito allo schema DM FER2 del 2 agosto 2022 (delibera 387/2022/I/EFr), aveva espresso il suo generale apprezzamento, atteso che, strumenti quali le tariffe fisse onnicomprensive e i contratti per differenze a due vie, consentono di sostenere lo sviluppo delle fonti rinnovabili, garantendo agli investitori dei ricavi costanti nel tempo per tutta la vita utile dell’impianto di produzione e, al tempo stesso, in particolare, in contesti caratterizzati da elevati prezzi dell’energia elettrica nei mercati all’ingrosso, consentono di contenere la bolletta energetica dei clienti finali.

Atteso quanto sopra, l’Autorità propone, in tema di trasferimento alla fiscalità generale degli oneri generali di sistema, al fine di limitarne l’impatto in bolletta, l’opportunità di trasferire alla fiscalità generale tali oneri generali che gravano sulla bolletta dei consumatori “non collegati al settore dell’energia”, come peraltro previsto dal Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR), Missione 1, Componente 2, obiettivo intermedio 7.

Tale percorso è stato avviato con la “fiscalizzazione”, a decorrere dall’anno 2023, degli oneri connessi allo smantellamento delle centrali e degli impianti nucleari e alla realizzazione del deposito nazionale dei rifiuti radioattivi (articolo 1, comma 20, legge n. 197/2022), che, pertanto, non gravano più sulle bollette di famiglie e imprese ma sono finanziati con trasferimenti dal bilancio dello Stato alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA).

Al riguardo, l’Autorità propone che, ai fini del successivo passaggio nel percorso di progressiva fiscalizzazione degli oneri generali di sistema, siano individuati gli oneri relativi ai bonus sociali per la parte relativa alla disciplina di protezione delle famiglie in condizioni di disagio economico e anche in condizioni di disagio fisico.

I bonus sociali, infatti, sono sostanzialmente strumenti di politica sociale istituiti per alleviare il peso delle bollette sui bilanci delle famiglie in condizioni di disagio. Ciò in considerazione del fatto che generalmente la spesa per consumi energetici grava in misura proporzionalmente maggiore sui bilanci delle famiglie a minor reddito, a causa della natura essenziale dei servizi energetici e alla limitata comprimibilità dei consumi se non attraverso misure di efficientamento energetico, che comunque richiedono investimenti iniziali negli apparecchi.

Come già più volte evidenziato, da ultimo nella delibera 28 settembre, 25/2023/R/eel, l'Autorità considera che nel medio periodo l'attuazione di questo percorso di trasferimento alla fiscalità generale degli oneri "non collegati al settore dell'energia" porterà considerevoli benefici ai consumatori.

Sempre in relazione alle politiche di sostenibilità ambientale, si ricorda che la maggior parte degli oneri generali deriva dagli strumenti di supporto allo sviluppo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica.

Infine, è opportuno sottolineare come misure di fiscalizzazione strutturale degli oneri generali siano già state adottate anche in altri Paesi dell'Unione europea: particolarmente rilevante è quella adottata in Germania, dove il supplemento tariffario "EEG" a copertura degli oneri per le fonti rinnovabili, in precedenza raccolti tramite le bollette elettriche, è stato completamente fiscalizzato dal 1° gennaio 2023.

Memoria in merito al disegno di legge "Conversione in legge del decreto-legge 17 ottobre 2024, n. 153, recante disposizioni urgenti per la tutela ambientale del Paese, la razionalizzazione dei procedimenti di valutazione e autorizzazione ambientale, la promozione dell'economia circolare, l'attuazione di interventi in materia di bonifiche di siti contaminati e dissesto idrogeologico" (AS 1272)

Con la memoria dell'8 novembre 2024, 465/2024/I/COM, l'Autorità ha fornito il proprio contributo alla Commissione Ambiente, transizione ecologica, energia, lavori pubblici, comunicazione, innovazione tecnologica del Senato della Repubblica, in merito a precise tematiche di rilevante interesse per la collettività e il Paese, quali: l'ampliamento della definizione di servizio idrico integrato, compreso il riuso delle acque reflue (disposizione enucleata tra quelle "urgenti per la gestione della crisi idrica"), l'inserimento delle attività di cura e manutenzione del paesaggio e del verde pubblico e privato tra quelle che producono rifiuti assimilati ex lege agli urbani (disposizione annoverata tra quelle "urgenti per l'economia circolare") e, per ciò che riguarda il settore energetico, sullo stoccaggio strategico del gas.

Riguardo alle disposizioni in materia di riuso delle acque reflue, l'Autorità ha espresso la propria condivisione in ordine alla finalità di promuovere il riuso delle acque reflue trattate, atteso che la disponibilità idrica che ne conseguirebbe, pur soddisfacendo utilizzi diversi dal potabile, consentirebbe di liberare risorse per l'uso prioritario. Al contempo, l'Autorità auspica un quadro normativo di riferimento, che comprenda anche l'attuazione del regolamento europeo 25 maggio 2020, n. 741, recante "Prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua", caratterizzato da disposizioni stabili e trasparenti per l'allocazione dei costi di gestione degli impianti destinati ad ampliare la

disponibilità di risorse idriche, in un arco di tempo congruo, secondo i principi generali del “*full cost recovery*” e del “*chi inquina paga*”, nonché incentivando gli utenti a utilizzare le risorse idriche in modo efficiente.

Circa le disposizioni in materia di attività di cura e di manutenzione del paesaggio e del verde pubblico e privato, la memoria esprime la condivisione da parte dell’Autorità della finalità di agevolare il recupero, presso gli impianti disponibili sul territorio, dei rifiuti biodegradabili dalla manutenzione di giardini e parchi attraverso l’inserimento di tale attività tra quelle che producono rifiuti urbani (Allegato L-*quinquies* del decreto legislativo n. 152/2006). Tale attività amplia il potenziale perimetro oggetto della regolazione dell’Autorità: infatti, alla luce del citato intervento normativo, a fronte dei maggiori quantitativi gestiti dal servizio pubblico e dei costi incrementali che ne potrebbero conseguire sia per la raccolta sia per il trattamento dei suddetti flussi, si avrebbe al contempo un allargamento della platea degli utenti, derivante dall’inclusione delle imprese operanti nel settore della manutenzione del verde pubblico e privato tra i soggetti contribuenti alla copertura dei costi di gestione dei rifiuti urbani.

Riguardo al rafforzamento degli assetti locali del settore idrico, la memoria rileva che, nell’ambito delle modifiche di cui all’articolo 3 apportate alla parte terza del decreto legislativo n. 152/2006, non sono contemplate misure che possano rafforzare gli assetti locali del settore idrico. Un intervento in tal senso appare prioritario anche ai fini del mantenimento della necessaria capacità di realizzazione di programmi di investimento di lungo periodo. A tale proposito, con la memoria in esame si rimarca come il monitoraggio semestrale degli assetti locali evidenzia elementi di apprensione relativamente alla possibilità del raggiungimento degli obiettivi assegnati al settore idrico nel suo complesso, sia nei contesti in cui preesistevano gestori industriali salvaguardati, sia in quelli di avvicinamento alla scadenza del primo gestore unico. Ferme restando le deroghe espressamente previste per legge, che ad avviso dell’Autorità non appaiono tali da poter essere riferibili alla maggior parte degli operatori esistenti, la perdurante inerzia nell’assegnazione della gestione del servizio idrico integrato a un soggetto unico rischia di pregiudicare la capacità di questi territori di proseguire, ed eventualmente rafforzare, la tendenza di crescita degli investimenti e di miglioramento delle *performance*. Inoltre, l’avvicinamento delle scadenze di alcuni affidamenti considerati “a regime” e il rispetto delle tempistiche necessarie a garantire un tempestivo ed efficace avvicendamento tra gestori unici diviene un fattore cruciale per permettere che il contesto considerato mantenga la necessaria capacità di realizzazione di programmi di investimento di lungo periodo.

Infine, riguardo agli interventi in materia di stoccaggio strategico del gas, con riferimento all’articolo 2, comma 6, pur ritenendo utile lo scostamento dei termini, si segnala che sarebbe opportuno conoscere con adeguato anticipo la programmazione definitiva degli interventi di restituzione, già oggi anche con riferimento alle scadenze del 2025, al fine di programmare al meglio la raccolta delle risorse necessarie dai consumatori.

In relazione agli interventi a supporto del riempimento degli stoccaggi a partire dall’estate del 2022 e, in particolare, ai cosiddetti servizi di ultima istanza per il riempimento degli stoccaggi da parte di Snam Rete Gas e del GSE, sono emerse rilevanti minusvalenze. Tali minusvalenze sono legate alle significative differenze tra il prezzo di acquisto, molto elevato, sostenuto da parte di Snam Rete Gas e del GSE per l’approvvigionamento del gas da stoccare e quello realizzato, per le partite già vendute, o previsto di vendita per le partite ancora da vendere. Gli acquisti sono infatti avvenuti in mesi di forte tensione sui prezzi del gas durante l’estate del 2022, mentre le vendite si collocano in un periodo, il 2023 e il 2024, di relativo allentamento delle tensioni sui prezzi delle *commodities* energetiche.

Il servizio di stoccaggio di ultima istanza fornito da Snam Rete Gas è stato finanziato con le risorse erogate dalla CSEA in base a quanto previsto al punto 4 della delibera 274/2022/R/gas, mentre il GSE ha usufruito di un prestito infruttifero da parte del bilancio dello Stato; prestito che tuttavia è previsto sia restituito entro il mese di dicembre 2024, ai sensi dell'articolo 4 del decreto-legge n. 80/2022, oggi abrogato e sostituito dall'articolo 5-bis del decreto-legge n. 50/2022.

Con la delibera 113/2024/R/EEL l'Autorità ha reintegrato al GSE le minusvalenze già realizzate per la vendita del gas acquistato per il servizio di ultima istanza nel corso del 2023, affinché il GSE stesso potesse restituire al bilancio dello Stato il citato prestito infruttifero per la quota parte corrispondente al gas già venduto. In ragione delle disponibilità trasferite dalla CSEA al GSE, si rappresenta che la società ha già nella propria disponibilità l'importo di 1.000 milioni di euro per potere effettuare, entro il 10 dicembre 2024, la restituzione al bilancio dello Stato delle risorse assegnate nel 2022.

Pareri e proposte al Governo

Parere in merito allo schema di decreto del Ministro dell'economia e delle finanze riguardante i criteri di accesso e le modalità di impiego del fondo ex articolo 5 del decreto-legge 50/2022 destinato a coprire i ricavi per il servizio di rigassificazione del GNL

Con la delibera 19 marzo 2024, 88/2024/I/GAS, l'Autorità ha espresso il proprio parere favorevole al Ministero dell'economia e delle finanze sullo schema di decreto concernente i criteri di accesso e le modalità di impiego del Fondo destinato a coprire i ricavi per il servizio di rigassificazione del GNL, in attuazione dell'articolo 5, comma 8, del decreto-legge n. 50/2022, in quanto definisce modalità attuative coerenti con il vigente assetto regolatorio del servizio di rigassificazione predisposto dall'Autorità.

Parere sullo schema di decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica in materia di superamento del prezzo unico nazionale

Con la delibera 9 aprile 2024, 133/2024/I/EEL, l'Autorità ha espresso, ai sensi dell'articolo 13 del decreto legislativo n. 210/2021, come modificato dall'articolo 19 del decreto-legge n. 181/2023, parere favorevole sullo schema di decreto relativo al superamento del prezzo unico nazionale, trasmesso dal Ministero per l'ambiente e la sicurezza energetica con la comunicazione 26 marzo 2024. Detto schema di decreto prevede:

- a decorrere dal 1° gennaio 2025, la valorizzazione a prezzi zionali delle offerte di acquisto di energia elettrica sul mercato del giorno prima;
- ai fini della disciplina del mercato elettrico, il calcolo a cura di GME di un prezzo di riferimento dell'energia elettrica scambiata sul mercato del giorno prima, come media dei prezzi zionali ponderata per le quantità acquistate relativamente a portafogli zionali in prelievo in ciascuna zona;

- la definizione a cura dell'Autorità di un meccanismo transitorio di perequazione tra i clienti finali a compensazione dell'eventuale differenziale tra il prezzo zonale e il prezzo di riferimento calcolato da GME, unitamente alle relative modalità di copertura. Tale meccanismo trova applicazione almeno fino al 31 dicembre 2025;
- la definizione a cura dell'Autorità dei termini e delle modalità per il superamento del meccanismo di perequazione di cui al precedente alinea, eventualmente prevedendo tempistiche differenziate, anche in via transitoria su base opzionale, per le diverse categorie di clienti finali in ragione del loro diverso contributo alla flessibilità e all'efficienza del sistema nonché delle diverse esigenze di promozione della concorrenza nel mercato. Le modifiche sono efficaci non prima di 12 mesi dalla loro adozione;
- la definizione a cura dell'Autorità delle modalità con cui GME calcola il prezzo di riferimento ai fini del superamento del meccanismo di perequazione, con messa a disposizione da parte del Sistema informativo integrato dei flussi informativi sui dati di prelievo necessari a tale scopo.

Parere al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica sulla proposta di modifica alla disciplina del mercato del gas naturale, predisposta dal Gestore dei mercati energetici – GME S.p.A.

Con la delibera 21 maggio 2024, 193/2024/I/GAS, l'Autorità ha espresso al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica il proprio parere favorevole sulla proposta di modifica della disciplina MGAS, come predisposta dalla società Gestore dei mercati energetici (GME S.p.A.) e trasmessa all'Autorità con la comunicazione 17 aprile 2024, finalizzata ad abrogare le disposizioni che consentono agli operatori di presentare offerte senza limite di prezzo, sia con riferimento ai mercati a pronti a negoziazione continua (MGP-GAS e MI-GAS), sia con riguardo al mercato a termine (MT-GAS). Le modifiche apportate alla disciplina non precludono comunque la possibilità per il GME – in caso di mutate condizioni di contesto – di consentire nuovamente agli operatori, disciplinandola nelle disposizioni tecniche di funzionamento, la presentazione di offerte senza indicazione di prezzo.

Parere al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica in relazione allo schema di decreto ministeriale recante "Meccanismo di supporto per impianti a fonti rinnovabili con costi di generazione vicini alla competitività di mercato, di cui agli articoli 6 e 7 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199"

Con la delibera 4 giugno 2024, 220/2024/I/EFER, l'Autorità, ai sensi degli articoli 6 e 7 del decreto legislativo 199/2021, ha espresso il proprio parere favorevole in merito allo schema di decreto ministeriale recante "*Meccanismo di supporto per impianti a fonti rinnovabili con costi di generazione vicini alla competitività di mercato di cui agli articoli 6 e 7 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 – FER X*", trasmesso dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica con comunicazione del 19 aprile 2024. L'Autorità ha ritenuto di evidenziare che:

- ai fini della determinazione dei tempi massimi per la realizzazione degli impianti di produzione e delle opere connesse di cui all'articolo 8 dello schema di decreto ministeriale FER X, siano declinate le cause di forza maggiore e siano espressamente esclusi i ritardi non imputabili al soggetto richiedente (in particolare i ritardi nella connessione alla rete dell'impianto di produzione imputabili al gestore di rete);

- sia definita esplicitamente la *“data di entrata in esercizio attesa dell’impianto di produzione”* in quanto rilevante ai fini dell’aggiornamento del prezzo di aggiudicazione per tener conto dell’inflazione;
- l’articolo 11, comma 2, lettera l), dello schema di decreto ministeriale FER X sia modificato, prevedendo che il GSE, nelle more dell’attuazione da parte dell’Autorità di quanto disposto dall’articolo 36 del decreto legislativo n. 199/2021, definisca specifiche tempistiche e modalità per l’acquisizione dei dati di misura dell’energia elettrica dai gestori di rete.

Inoltre, l’Autorità ha ritenuto opportuno sottoporre alla valutazione del Ministero dell’ambiente e della sicurezza energetica la possibilità di prevedere, al fine di rendere maggiormente competitiva la partecipazione alle procedure competitive, che:

- a) nelle more della piena implementazione del portale digitale di Terna e della piattaforma unica digitale per impianti a fonti rinnovabili, i produttori che intendano partecipare a una determinata procedura competitiva debbano preventivamente inviare una manifestazione di interesse al GSE, secondo tempistiche definite dal medesimo GSE, indicando le informazioni che quest’ultimo riterrà utile acquisire al fine di definire correttamente la curva di domanda di cui all’allegato 2 allo schema di decreto ministeriale FER X;
- b) per ciascun impianto di produzione, si possano presentare manifestazioni di interesse per un limitato numero di procedure competitive (massimo 2 o 3) nel corso del periodo 2024-2028, così da limitare i comportamenti strategici dei partecipanti;
- c) nel caso di procedure competitive, con quantitativi offerti inferiori rispetto al contingente minimo da approvigionare, il GSE scarti comunque, per una quota pari a una capacità minima calcolata in termini di numero di offerte o di percentuale rispetto al contingente minimo previsto dall’asta, le offerte che in applicazione di quanto previsto all’articolo 6 dello schema di decreto ministeriale FER X si posizionano nelle ultime posizioni utili.

Per approfondimenti in merito al parere, si veda il Capitolo 3 del presente Volume.

Parere al Ministro delle infrastrutture e dei trasporti sullo schema di decreto del Presidente del Consiglio dei ministri avente ad oggetto l’adozione del Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico (PNISSI)

Con la delibera 18 giugno 2024, 244/2024/I/IDR, l’Autorità ha espresso, ai sensi dell’articolo 1, comma 516, della legge 205/2017, parere favorevole sullo schema di decreto del Presidente del Consiglio dei ministri recante l’adozione del Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico (PNISSI), trasmesso dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti con la comunicazione del 5 giugno 2024.

Parere al Ministro dell’ambiente e della sicurezza energetica per l’aggiornamento dell’ambito della rete elettrica di trasmissione nazionale

Con la delibera 25 giugno 2024, 254/2024/I/EEL, l’Autorità ha espresso parere favorevole al Ministro dell’ambiente e della sicurezza energetica in merito all’inclusione nell’ambito della rete di trasmissione nazionale della linea elettrica 380 kV Brindisi – Enipower Brindisi.

Parere sullo schema di decreto recante modalità e criteri per il soddisfacimento delle *green conditionalities* e svolgimento dei relativi controlli per le imprese energivore

Con la delibera 25 giugno 2024, 256/2024/I/EEL, l'Autorità ha espresso al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, ai sensi dell'articolo 3, comma 11, del decreto-legge n. 131/2023 e dell'articolo 2, comma 6, della legge istitutiva n. 481/1995, il proprio parere sullo schema di decreto ministeriale trasmesso con comunicazione del 12 giugno 2024, suggerendo al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di:

- a) aggiungere all'articolo 7, comma 6, dopo le parole *"su almeno il 3% delle dichiarazioni relative alle diagnosi energetiche delle imprese energivore"*, le parole *"selezionate a campione da ENEA che tiene conto anche di criteri eventualmente indicati da ARERA"*, per permettere un raccordo con i controlli effettuati da CSEA, nonché quelli effettuati da GSE e ISPRA;
- b) sostituire nell'articolo 4, comma 7, la parola *"possono"* con *"devono"*, così da evitare che le diagnosi presentate dalle imprese energivore non contengano alcun intervento di efficientamento, in quanto viene inserito l'obbligo di valutare nella diagnosi almeno gli interventi presenti nell'elenco che ENEA pubblica ai sensi dell'articolo 4, comma 7;
- c) eliminare dall'articolo 9, comma 3, la disposizione di cui alla lettera a), in base alla quale un'impresa energivora il cui rapporto di diagnosi non riporti interventi (o riporti solo interventi diversi da quelli con le caratteristiche dell'articolo 4) è considerata adempiente, e introdurre la previsione per cui in tali casi è necessario che l'impresa adempia le *green conditionalities*, secondo una delle modalità di cui alle lettere b) o c) dell'art. 3, comma 8 del decreto-legge 131/2023;
- d) rimuovere il primo periodo dell'articolo 4, comma 5, in cui si rimanda all'Autorità la definizione del prezzo dell'energia elettrica da utilizzare per l'individuazione del tempo di ritorno semplice, poiché appare opportuno utilizzare lo stesso criterio di indicazione documentata dei prezzi dei vettori energetici, già definito dallo schema di decreto per i vettori diversi dall'energia elettrica;
- e) nel caso di adempimento delle *green conditionalities* secondo la modalità c) dello schema di decreto, prevedere per le imprese che necessitano di un percorso di decarbonizzazione composto da più interventi, che nel loro insieme portino in modo graduale al raggiungimento degli indici di emissione minimi richiesti, la possibilità di riferire l'investimento al 50% delle agevolazioni percepite su più anni (anziché su un solo anno).

Con questo parere l'Autorità ha segnalato al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica alcune opportunità di coordinamento legislativo.

Parere al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica sullo schema di Piano triennale della ricerca di sistema 2025-2027

Con delibera del 25 giugno 2024, 258/2024/RDS, l'Autorità ha rilasciato al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica il proprio parere sullo schema di Piano triennale della ricerca di sistema 2025-2027, segnalando, ai sensi dell'articolo 2, comma 6, della legge istitutiva n. 481/1995, al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica e al Ministro dell'economia e delle finanze la possibilità di estendere alla ricerca di sistema la previsione di copertura dei relativi oneri tramite il trasferimento alla fiscalità generale nel quadro di quanto previsto dall'articolo 1, comma 23, della legge n. 197/2022.

Al contempo, l'Autorità ha suggerito alcune modifiche e, in particolare, nell'ottica di una sostanziale continuità con il Piano triennale 2022-2024, ha confermato, per ciò che riguarda gli obiettivi generali e i temi di ricerca, le valutazioni già espresse nel parere precedentemente espresso.

L'Autorità ha segnalato alcuni ambiti di miglioramento per ciò che attiene determinati progetti di ricerca afferenti all'obiettivo *Digitalizzazione ed evoluzione delle reti* e, in particolare, l'opportunità di assicurare un adeguato livello di priorità, anche in termini di dotazione finanziaria, al progetto "Innovazione nella gestione ed esercizio delle reti elettriche in corrente alternata (AC) e in corrente continua (DC)" rivisto in ottica di pianificazione integrata.

Per quanto concerne l'incremento di risorse finanziarie per l'attuazione del Piano 2025-2027, di cui una parte riconducibile a dinamiche inflattive, l'Autorità considera che, nel quadro complessivo delle azioni di ricerca riportato nelle premesse allo schema di piano, le economie derivanti dalla scelta di non avvalersi di bandi di tipo b), in particolare alla luce del non espletamento del bando in materia di *cybersecurity* per un valore di 14,4 milioni di euro presente nel Piano triennale 2022-2024, comporti una parziale compensazione a valere di una riduzione del fabbisogno complessivo per il triennio 2025-2027.

Parere al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica sullo schema di decreto ministeriale per la modifica del decreto del Ministro dello sviluppo economico 28 giugno 2019, in relazione al divieto di cumulo degli incentivi erogati dal Gestore dei servizi energetici – GSE con la remunerazione del mercato della capacità

Con la delibera 1° luglio 2024, 265/2024/I/EEL, l'Autorità ha espresso al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica il proprio parere in merito allo schema di decreto ministeriale di cui alla lettera del 27 giugno 2024 segnalando che:

- prima dell'adattamento conseguente all'atto di indirizzo 25 ottobre 2016 e agli impegni assunti dallo Stato italiano con la Commissione, la delibera 21 luglio 2011, ARG/elt 98/11 (comma 10.7, lettera a)) imponeva un divieto di cumulo generalizzato, stabilendo che la capacità qualificata a partecipare alle procedure concorsuali del mercato della capacità fosse soltanto quella afferente alla capacità che, per tutto il periodo di consegna del contratto standard di approvvigionamento di capacità, non fosse assoggettata ad alcun regime di incentivazione agli investimenti in conto capitale, in conto interessi o in conto energia, ossia sull'energia prodotta; il menzionato divieto di cumulo generalizzato non disciplinava la possibilità di rinuncia agli incentivi; prendendo atto degli indirizzi espressi con l'atto di indirizzo 25 ottobre 2016 e della decisione C(2018) 617, l'Autorità ha integrato l'allegato A alla delibera ARG/elt 98/11 con l'articolo 20 (secondo cui, in attuazione dell'atto di indirizzo 25 ottobre 2016, il requisito di cui al comma 10.7, lettera a), del citato allegato si considera rispettato se, per tutto il periodo di consegna del contratto standard di approvvigionamento di capacità, la capacità non è assoggettata, anche a seguito di rinuncia del beneficiario, ad alcun regime di incentivazione erogato in conto energia dal GSE), al fine di adeguare i criteri e le condizioni per la disciplina del mercato della capacità agli indirizzi ministeriali in materia di capacità incentivata e agli impegni assunti dallo Stato italiano con la Commissione in relazione al mercato della capacità;
- nell'ambito dell'impostazione adottata in materia di capacità incentivata con gli atti di indirizzo 25 ottobre 2016 e 27 giugno 2019 e con il decreto ministeriale 28 giugno 2019, la modifica all'articolo 5 del citato decreto, contenuta nell'articolo 1 dello schema di decreto di cui alla lettera del 27 giugno 2024, può essere

opportuna, con la progressiva diffusione dei meccanismi incentivanti nella forma di contratti per differenza a due vie, al fine di evitare comportamenti opportunistici funzionali a ottenere la sospensione dei meccanismi incentivanti (tramite l'accesso al mercato della capacità) per gli anni in cui l'esecuzione di quanto previsto dalle convenzioni tra lo stesso GSE e i beneficiari dei medesimi meccanismi comporterebbe l'erogazione netta di somme al GSE, soprattutto nel caso in cui sia particolarmente limitato l'orizzonte di pianificazione del contratto di approvvigionamento di capacità;

- la previsione dell'articolo 2, comma 3, dello schema di decreto di cui alla lettera del 27 giugno 2024, secondo cui, in relazione alla procedura concorsuale riguardante l'anno di consegna 2025, entro sette giorni dalla data di entrata in vigore dello schema di decreto oggetto del presente parere, Terna deve consentire agli operatori la modifica degli impegni eventualmente assunti, intervenire sul processo che è stato avviato con la pubblicazione della data della prossima asta e condurre allo svolgimento della stessa. È, dunque, necessario che sia assicurato che il processo per l'eventuale modifica degli impegni da parte degli operatori avvenga con modalità e secondo tempistiche che, tenendo conto dell'effettiva data di entrata in vigore del decreto, assicurino uno svolgimento ordinato della procedura concorsuale e delle attività che la precedono.

Parere al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica in relazione allo schema di decreto ministeriale recante "Meccanismo di supporto per impianti a fonti rinnovabili con costi di generazione vicini alla competitività di mercato di cui agli articoli 6 e 7 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199" – FER X transitorio

Con la delibera 23 luglio 2024, 310/2024/I/EFER, l'Autorità, ai sensi degli articoli 6 e 7 del decreto legislativo n. 199/2021, ha espresso il proprio parere in merito allo schema di decreto ministeriale recante *"Meccanismo di supporto per impianti a fonti rinnovabili con costi di generazione vicini alla competitività di mercato di cui agli articoli 6 e 7 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 – FER X"*, trasmesso dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica con la lettera del 12 luglio 2024, con le indicazioni di seguito indicate:

- ridurre i contingenti disponibili previsti nello schema di decreto ministeriale FER X transitorio in quanto tale schema non contiene i medesimi segnali locazionali di cui allo schema di decreto ministeriale FER X. Si ritiene infatti necessario che lo sviluppo futuro delle fonti rinnovabili sia il più possibile coordinato con lo sviluppo delle reti elettriche, ottimizzando la gestione in sicurezza del sistema elettrico, e che pertanto debba essere condotto prevalentemente con gli strumenti previsti dallo schema di decreto ministeriale FER X;
- che le ulteriori previsioni in capo all'Autorità (relative alla definizione dei prezzi di esercizio nel caso di impianti che non accedono al meccanismo di supporto per il tramite di una procedura competitiva) non possano essere espletate entro i 60 giorni previsti dallo schema di decreto ministeriale FER X transitorio, in quanto si sommano a quelle già attribuite all'Autorità (in particolare quelle relative alle modalità di determinazione dell'energia elettrica producibile dall'impianto di produzione);
- benché lo schema di decreto ministeriale FER X transitorio conservi la maggior parte delle innovazioni presenti nello schema di decreto ministeriale FER X, in relazione alle quali l'Autorità ha già espresso il proprio parere 220/2024/I/EFER evidenziandone l'importanza, è necessario adottare tutti gli strumenti utili ad accelerare l'approvazione, da parte della Commissione europea, dello schema di decreto ministeriale FER X, in quanto più completo, con particolare riferimento ai sopra richiamati segnali locazionali.

Per approfondimenti in merito al parere, si veda il Capitolo 3 del presente Volume.

Parere al Ministero dell'economia e delle finanze per l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2023 della Cassa per i servizi energetici e ambientali e copertura dei relativi costi di funzionamento per l'esercizio 2024

Con la delibera 23 luglio 2024, 312/2024/I, l'Autorità ha rilasciato al Ministero dell'economia e delle finanze parere favorevole in ordine all'approvazione del bilancio di esercizio 2023 della Cassa per i servizi energetici e ambientali, autorizzando la stessa ad effettuare, per l'esercizio 2024, il prelievo di natura commissionale di cui all'articolo 7, comma 2, del regolamento di amministrazione e contabilità nella misura pari allo 0,232‰ del valore complessivo degli importi riscossi ed erogati risultanti dal rendiconto finanziario di cui al bilancio 2023.

Parere al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica su uno schema di decreto ministeriale in materia di mercato della capacità

Con la delibera del 3 ottobre 2024, 396/2024/I/EEL, l'Autorità ha espresso il proprio parere in merito allo schema di decreto ministeriale, di cui alla lettera del 30 settembre 2024, osservando tra l'altro che:

- secondo quanto evidenziato da Terna nella comunicazione del 1° agosto 2024, il numero delle unità per le quali è stata richiesta la qualifica di unità di produzione da adeguare è contenuto e le vigenti disposizioni della disciplina del mercato della capacità in merito alla categoria delle unità di produzione da adeguare non sembrano sufficienti a evitare eventuali condotte degli operatori volte a creare le condizioni per classificare le proprie unità nella categoria delle unità di produzione da adeguare e ottenere così una remunerazione maggiorata, a fronte di interventi che possono risultare anche poco significativi o suddivisi nel tempo per assicurarsi il premio della capacità nuova per più anni;
- prendendo atto del fatto che la via di declinare ulteriormente la disciplina del mercato della capacità nella parte che attiene alle unità di produzione da adeguare, con l'obiettivo di ostacolare le condotte sopra descritte, non è ritenuta percorribile da Terna, appare condivisibile stabilire che le disposizioni della vigente disciplina riguardanti la definizione di unità di produzione da adeguare non siano applicate alle prossime procedure concorsuali per l'approvvigionamento di capacità;
- in considerazione dell'esiguo numero di unità per le quali, nelle aste organizzate finora da Terna, è stata richiesta la qualifica come unità di produzione da adeguare, nei fatti si sta rivelando limitata l'utilità sistemica della fattispecie delle unità di produzione da adeguare nel disegno complessivo del meccanismo;
- l'adozione dello schema di decreto di cui alla lettera del 30 settembre 2024 implicherà l'automatica disapplicazione, per coerenza e in parallelo, dei criteri e delle condizioni di cui alla delibera ARG/elt 98/11 in tema di capacità produttiva da adeguare.

Inoltre, in merito alla previsione sulla curva di offerta, l'Autorità osserva che:

- la menzionata previsione contribuisce a contenere la contrattualizzazione di risorse per l'adeguatezza nel mercato della capacità e, conseguentemente, a limitare l'onere della misura;
- qualora la previsione sulla curva di offerta sia volta a considerare anche il contributo di capacità nuova non contrattualizzata (c.d. capacità virtuale), occorre considerare che detta capacità è contraddistinta da elementi di incertezza più accentuati rispetto alla capacità di cui attualmente si tiene conto ai fini dell'individuazione dell'esito dell'asta del mercato della capacità, tra cui la capacità nuova qualificata e offerta, la capacità nuova contrattualizzata in precedenti procedure, la capacità esistente qualificata non offerta, la capacità non qua-

lificata diversa da quella assoggettata a provvedimenti di dismissione od oggetto di richiesta di dismissione; la capacità virtuale, infatti, oltre al rischio associato alla sua costruzione e messa in esercizio, non è oggetto di alcun contratto che vincoli uno specifico operatore a realizzarla e, se la relativa contrattualizzazione è attesa nell'ambito di un meccanismo di approvvigionamento che non è ancora operativo, sconta anche i rischi connessi alle tempistiche di avvio del meccanismo su cui si fonda la sostenibilità del relativo progetto, soprattutto nel caso in cui l'implementazione del meccanismo non dipenda esclusivamente da decisioni dello Stato italiano. Una corretta valutazione dei rischi sopra descritti è dunque fondamentale per evitare il rischio di approvvigionarsi di un quantitativo di risorse minore del necessario ai fini dell'adeguatezza;

- con riferimento a un dato periodo di consegna, sia opportuno che le procedure dedicate all'approvvigionamento di nuova capacità di generazione da fonti rinnovabili e di sistemi di accumulo siano svolte, per quanto possibile, prima di quelle del mercato della capacità, in modo tale che, in detto mercato, si possa tenere conto del contributo all'adeguatezza derivante da nuova capacità che sia già contrattualizzata nell'ambito dei meccanismi di approvvigionamento diversi dal mercato della capacità;
- ai fini della sua applicazione, la previsione sulla curva di offerta sembra necessitare della definizione di ulteriori aspetti implementativi in ordine, per esempio, alla metodologia di determinazione della stima del contributo all'adeguatezza, al processo di elaborazione e verifica della metodologia e dei relativi risultati e al livello di pubblicità sui diversi profili sostanziali e procedurali.

Parere al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica sulle proposte di modifica, predisposte dal Gestore dei mercati energetici – GME, alle discipline dei mercati elettrici e gas in attuazione del regolamento (UE) 1106/2024, in materia di trasparenza e integrità dei mercati e alla disciplina del mercato elettrico ai fini dell'implementazione del TIDE

Con la delibera 19 novembre 2024, 488/2024/EEL, l'Autorità esprime al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica parere favorevole sulle proposte di modifica del Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico e della Disciplina del mercato del gas naturale e del Regolamento della piattaforma di negoziazione per l'offerta di gas naturale, predisposte dal GME e trasmesse dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica all'Autorità con la comunicazione del 25 ottobre 2024.

Parere al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica per l'aggiornamento dell'ambito della rete elettrica di trasmissione nazionale

Con la delibera 27 dicembre 2024, 589/2024/I/EEL, l'Autorità ha espresso al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica parere favorevole in merito all'inclusione, nell'ambito della rete di trasmissione nazionale, degli elementi di rete di proprietà di Areti S.p.a. elencati nell'allegato A al presente provvedimento, di cui forma parte integrante e sostanziale.

Rapporti con altre istituzioni ed enti

Garante per la protezione dei dati personali

Nel corso del 2024 è continuata la collaborazione con il Garante per la protezione dei dati personali con riferimento ai profili di tutela dei clienti finali dei settori regolati dall'Autorità. In particolare, si segnala una proficua collaborazione con il Dipartimento realtà pubbliche del Garante atta alla finalizzazione di una concorde definizione delle migliori soluzioni per favorire l'utilizzo effettivo, da parte dei clienti finali, dei dati di consumo energetici individuali, consentendo, nel rispetto della normativa sulla protezione dei dati individuali, la messa a disposizione di tali dati a singole e specifiche terze parti autorizzate dai clienti stessi, come previsto dalla normativa europea e nazionale in materia e, in particolare, dall'articolo 2, comma 3, della legge 30 dicembre 2023, n. 214 (legge concorrenza 2022). Con il medesimo Dipartimento è poi costante e continuo il dialogo per l'individuazione delle più efficienti soluzioni per assolvere agli adempimenti in materia di trattamento dei dati personali per la gestione e l'erogazione automatica dei bonus sociali ai clienti finali dei settori elettrico, gas e idrico, di grande impatto specie nell'attuale scenario socio-economico.

Sono proseguite, altresì, le attività di supporto al Dipartimento reti telematiche e marketing nell'ambito delle indagini volte a reprimere le condotte di marketing selvaggio di operatori del settore elettrico e gas per l'acquisizione di clienti finali.

Autorità garante della concorrenza e del mercato

Anche nel 2024 è proseguita la collaborazione tra l'Autorità e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM), 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, prevedendo scambi reciproci di documenti, dati e informazioni, nonché di pareri utili allo svolgimento delle rispettive funzioni.

In particolare, per quanto attiene alla tutela dei consumatori, con specifico riguardo alle pratiche commerciali scorrette nei settori regolati, come noto, la collaborazione e il coordinamento istituzionale tra le due Autorità si realizza dal 2014 nell'ambito del Protocollo di intesa integrativo in materia di tutela del consumatore, che prevede 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 integrativo l'ARERA e l'AGCM cooperano anche attraverso il Gruppo di lavoro permanente, composto da membri designati da ciascuna delle due Autorità, che monitora 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 miglior coordinamento dei reciproci interventi istituzionali.

La proficua cooperazione e l'intervento complementare delle due istituzioni si sono realizzati anche mediante l'attività consultiva, che si è concretizzata nel rilascio di un parere, così come richiesto dal Codice del consumo, da parte dell'Autorità all'AGCM nell'ambito di un procedimento da quest'ultima avviato e riguardante pratiche

commerciali scorrette poste in essere da una società che svolge attività di comparazione economica di offerte anche relative ai servizi di fornitura di energia elettrica e gas. 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. Le considerazioni espresse in tale parere, unitamente agli esiti delle istruttorie procedimentali, hanno consentito all'AGCM di accertare l'esistenza di pratiche commerciali scorrette. Inoltre, l'ARERA, in applicazione del Protocollo integrativo, ha trasmesso all'AGCM, per gli eventuali seguiti di competenza, la documentazione ricevuta dallo Sportello per il consumatore energia e ambiente relativa agli esiti del monitoraggio che viene svolto sulle segnalazioni di clienti finali dei settori elettrico e gas, che in questo caso lamentavano di essere stati contattati da operatori di agenzie commerciali presentatisi come funzionari dell'ARERA con lo scopo di promuovere offerte commerciali per la fornitura di energia elettrica e/o gas, verificare bollette e richiedere dati.

Nell'ambito della citata collaborazione, prosegue la campagna di comunicazione "Difenditi così", organizzata congiuntamente dalle due Autorità nel 2022 per fornire ai consumatori consigli e informazioni per difendersi dall'insistenza o dalla scorrettezza di alcuni *call center*, sensibilizzarli sui propri diritti e contenere le azioni aggressive dei venditori. L'iniziativa è nata come risposta al significativo aumento dei reclami relativi all'eccessiva pressione dei *call center* incaricati delle attività di *teleselling* che cercano di sfruttare l'incertezza del momento legata alla cessazione delle tutele di prezzo e l'impatto del costo dell'energia sulle economie familiari.

Una tematica rilevante attinente al riparto di competenze tra le due Autorità è emersa a seguito delle novità legislative intervenute nel corso del 2023, che hanno visto un rafforzamento dei poteri di indagine dell'AGCM di cui all'articolo 12, comma 2, della legge 10 ottobre 1990, n. 287. Nello specifico, l'articolo 1, comma 5, del decreto-legge 10 agosto 2023 n. 104 (c.d. decreto Asset), convertito, con modificazioni, dalla legge 9 ottobre 2023, n. 136, rubricato "Disposizioni per la trasparenza dei prezzi praticati sui voli nazionali", ha conferito all'AGCM un potere di intervento che le consente, qualora dovesse riscontrare in esito alle indagini conoscitive condotte ai sensi dell'art. 12 della legge 287/1990 problemi concorrenziali che ostacolano o distorcono il corretto funzionamento del mercato con pregiudizio per i consumatori, di imporre alle imprese interessate le misure strutturali o comportamentali ritenute necessarie al fine di eliminare le distorsioni individuate, nel rispetto dei principi dell'ordinamento dell'Unione europea e previa consultazione del mercato.

L'AGCM ha richiesto un parere interpretativo al Consiglio di Stato circa l'effettivo ambito di applicazione della citata norma. Il Consiglio di Stato, con il parere n. 61 del 29 gennaio 2024, reso dalla Sezione I consultiva, ha riconosciuto alla norma portata generale, specificando che tali nuovi poteri operano "senza restrizioni di ordine settoriale o merceologico, per tutti i settori per i quali l'Autorità garante della concorrenza e del mercato abbia inteso attivare, ricorrendone presupposti e condizioni, i propri poteri di indagine conoscitiva".

Con la "Comunicazione relativa all'applicazione dell'articolo 1, comma 5, decreto-legge 10 agosto 2023, n. 104, convertito con modificazioni dalla legge 9 ottobre 2023, n. 136", provvedimento n. 31190 pubblicato il 13 maggio 2024 sul proprio Bollettino Ufficiale, l'AGCM ha definito l'ambito e la procedura di applicazione del suddetto articolo comprendendovi anche i settori regolati.

Al riguardo, l'Autorità ha ritenuto di dover proporre ricorso avverso tale comunicazione, non condividendone l'estensione dell'ambito di applicazione ai settori regolati, sul rilievo secondo cui tale interpretazione della norma non terrebbe in adeguata considerazione le competenze specifiche attribuite ad ARERA dalla normativa eurounitaria e nazionale. Il ricorso è tuttora pendente innanzi al TAR Lazio.

Da ultimo, si fa presente che l'art. 1, comma 5, del c.d. decreto Asset è stato oggetto di una specifica segnalazione al Governo da parte di AGCOM con cui sono state evidenziate talune criticità in merito ai possibili impatti della norma in questione sulle competenze regolatorie della medesima AGCOM.

Governo

Ministero della salute

Nel corso del 2024 è proseguita l'attività di collaborazione con il Ministero della salute e l'Istituto Superiore di Sanità, finalizzato alla piena applicazione del decreto legislativo 23 febbraio 2023, n. 18, di attuazione della direttiva (UE) 2020/2184 del Parlamento europeo e del Consiglio concernente la qualità dell'acqua destinata al consumo umano, che rifonde la precedente direttiva 98/83/CE (c.d. direttiva Acque Potabili). Per maggiori informazioni si veda il Capitolo 6 del presente Volume.

Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica

Il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE) sta curando – quale capofila di un Gruppo di lavoro interistituzionale dedicato che coinvolge anche l'Autorità – i lavori volti alla predisposizione degli atti normativi collegati al regolamento (UE) n. 741/2020 del Parlamento europeo e del Consiglio, recante prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua reflua depurata in vigore dal 26 giugno 2023. Per approfondimenti si veda il Capitolo 6 del presente Volume.

Sono proseguite nel corso del 2024 le attività nell'ambito del Gruppo di lavoro istituito dal MASE per contribuire all'aggiornamento della direttiva 91/271/CEE sul trattamento delle acque reflue urbane, avviato dalla Commissione europea con la pubblicazione della propria proposta nel mese di ottobre 2022. La descrizione delle attività, che hanno portato il 27 novembre 2024 all'approvazione della direttiva (UE) 3019/2024, concernente il trattamento delle acque reflue urbane, è presente nel Capitolo 6 del presente Volume.

Nel corso del 2024 l'Autorità ha partecipato all'Organismo di vigilanza dei consorzi e dei sistemi autonomi per la gestione dei rifiuti, degli imballaggi e dei rifiuti da imballaggi, istituito presso il MASE allo scopo *"di rafforzare le attività di vigilanza e di controllo del funzionamento e dell'efficacia dei sistemi consortili e autonomi di gestione dei rifiuti, degli imballaggi e dei rifiuti di imballaggi (...)".* Per approfondimenti si veda il Capitolo 8 del presente Volume.

Nel 2024 è stato istituito, presso il MASE un tavolo che, con ARERA e l'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (ISPRA), sentiti i soggetti interessati, è finalizzato ad analizzare il programma nazionale di gestione dei rifiuti, con particolare riferimento ai criteri di identificazione degli impianti «minimi». Per maggiori informazioni si veda il Capitolo 8 del presente Volume.

Commissario straordinario crisi idrica

Nel corso del 2024 è proseguita la collaborazione con il Commissario straordinario nazionale per l'adozione di interventi urgenti connessi al fenomeno della scarsità idrica, con contributi reciproci nell'ambito delle rispettive attività.

Con riferimento alla situazione di scarsità idrica che ha interessato la Regione Sicilia, in data 10 agosto 2024 è stata istituita, presso la Presidenza del Consiglio, la "Struttura tecnica per il coordinamento degli interventi sulla crisi idrica nella Regione Siciliana", coordinata dal Capo Dipartimento della Protezione Civile, e costituita dal Commissario straordinario nazionale per la gestione della crisi idrica, dal Governatore della Regione siciliana e dall'Autorità per il supporto relativo agli interventi riferiti a soggetti da essa regolati in relazione ai dati afferenti al servizio idrico integrato.

Per maggiori approfondimenti sulla collaborazione si veda il Capitolo 6 del presente Volume.

Dipartimento per la Trasformazione Digitale della Presidenza del Consiglio dei ministri

Nel luglio 2024 l'Autorità è stata coinvolta dal Dipartimento per la Trasformazione Digitale della Presidenza del Consiglio dei ministri nella partecipazione ad un tavolo tecnico congiunto anche con l'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni (AGCOM). La finalità di tale tavolo è quella di mettere a fattor comune le competenze ed esperienze di soggetti istituzionali con competenze specifiche per favorire l'infrastrutturazione digitale ed energetica all'interno degli edifici, in linea con gli orientamenti europei e nazionali.

Il tavolo ha approfondito le tematiche nel corso di diversi incontri congiunti, coinvolgendo anche numerosi altri attori, sia istituzionali che di mercato. Le attività del tavolo sono tuttora in corso.

Ente nazionale italiano di unificazione (UNI)

Nel corso del 2024 l'Autorità ha proseguito la sua attività di partecipazione alla Cabina di regia sulla transizione ecologica, istituita dall'Ente nazionale italiano di unificazione (UNI), con la finalità di supportare la *governance* UNI nell'implementazione delle Linee strategiche 2021-2024, suggerendo, sviluppando e monitorando azioni specifiche nel quadro degli obiettivi e delle priorità individuati. Per approfondimenti si veda il Capitolo 8 del presente Volume.

Arma dei Carabinieri

Ai sensi del Protocollo di intesa sottoscritto nel 2022 tra l'Autorità e l'Arma dei Carabinieri, l'Arma collabora con l'Autorità per lo svolgimento degli accertamenti richiesti nei confronti dei soggetti esercenti i servizi di pubblica utilità nei settori della Divisione Ambiente, nonché, compatibilmente con le priorità istituzionali, nei settori della Divisione Energia e del Segretariato generale.

Con la delibera dell'8 maggio 2024, 164/2024/A, l'Autorità ha approvato le disposizioni per consentire, nell'ambito della collaborazione e nel rispetto delle normative di settore e del Protocollo di intesa con l'Arma dei Carabinieri, l'operatività presso la sede di Milano di un Nucleo Carabinieri ("Nucleo CC ARERA"), dipendente dal Comando tutela ambientale e sicurezza energetica (CC T.A.S.E.), per svolgere a favore di ARERA, previo coordinamento con il CC T.A.S.E., attività progettuali e di *enforcement* comportanti competenze specialistiche.

Il personale del Nucleo CC ARERA, dunque, oltre a poter essere impiegato, all'occorrenza, in attività di controllo e ispezione con sopralluogo, presta, di norma, supporto nell'effettuazione di specifiche *task* che necessitano dell'apporto di competenze tecnico-professionali di alto livello nei settori dell'ambiente e dell'energia.

Le attività del Nucleo CC ARERA sono state avviate nel mese di ottobre 2024 come descritto più in dettaglio nel Capitolo 11 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. Il reparto della Guardia di Finanza orientato a prestare collaborazione anche a favore dell'Autorità è il Nucleo speciale beni e servizi, istituito nell'ambito dei Reparti speciali alle dipendenze del Comando Unità Speciali. Tale Nucleo, infatti, svolge, tra gli altri, compiti di vigilanza espressamente dedicati ai settori di competenza dell'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 telefonico e documentale avviate a tutela degli interessi dei consumatori. Per una descrizione dettagliata delle attività svolte con la collaborazione della Guardia di Finanza nel 2024, si rimanda al Capitolo 11 di questo Volume.

Accountability, trasparenza e anticorruzione

Accountability

L'attività di rendicontazione è stata svolta anche nel 2024 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. Come descritto in dettaglio nel Capitolo 12, nel corso del 2024 sono state svolte 42 consultazioni pubbliche sia sui provvedimenti regolatori, sia per l'adozione del *Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza 2025-2027*. Peraltro, nel corso degli ultimi anni, si è andato progressivamente ampliando il numero di procedimenti sottoposti a un duplice *round* di consultazione prima dell'adozione del provvedimento finale di regolazione, una prassi che è sostanzialmente assimilabile alla Analisi di impatto della regolazione (di seguito AIR); nel 2024 tre documenti di consultazione⁷ costituivano appunto il secondo round di ascolto degli *stakeholder* per l'adozione di altrettanti provvedimenti. Con riferimento agli ambiti di intervento più rilevanti e complessi, l'Autorità può decidere di sottoporre i relativi procedimenti ad AIR; la metodologia AIR è stata adottata con le *Linee Guida* allegate alla delibera 3 ottobre 2008,

⁷ Il procedimento avviato ai fini dell'ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato n. 8523 del 5 ottobre 2022 e n. 7386 del 27 luglio 2023, in materia di criteri di regolazione delle tariffe del servizio di trasporto di gas naturale per i periodi regolatori 2014-2017 e 2018-2019; il procedimento di revisione della disciplina del codice di rete tipo per il servizio di distribuzione del gas naturale (CRDG) e il procedimento per la definizione di uno schema tipo di bando di gara per l'affidamento del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani, tutti avviati nel 2023.

GOP 46/08. Nel corso del 2024, però, si è provveduto a una *review* delle tecniche redazionali e procedurali per lo svolgimento dell'analisi di impatto della regolazione secondo la metodologia AIR, in coerenza con l'obiettivo OS10 del Quadro strategico 2022-2025 che prevede il rafforzamento degli strumenti di analisi e valutazione della regolazione mediante l'introduzione di nuovi strumenti, anche semplificati, di controllo delle modalità di determinazione degli obiettivi dei provvedimenti e delle relative modalità di intervento per conseguirli.

Nel 2024 l'Autorità ha disposto di sottoporre ad AIR, anche con modalità semplificate, tre procedimenti:

- quello relativo alla revisione della regolazione della Bolletta 2.0;
- quello per la definizione della regolazione tariffaria a regime (dal 1° gennaio 2025) del servizio di teleriscaldamento;
- quello di aggiornamento e revisione della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (c.d. TIQV).

Come sempre è stata posta molta attenzione all'interazione con gli *stakeholder* e alla promozione di iniziative volte sia alla raccolta di contributi propositivi in fase di definizione dei nuovi provvedimenti, sia all'illustrazione delle relative modalità applicative, allo scopo di favorirne così il corretto adempimento. Sempre con questo obiettivo è stata curata la pubblicazione di chiarimenti, manuali, schede tecniche ecc.

A novembre 2024 si sono tenute le audizioni periodiche ai sensi del Regolamento dell'Autorità (delibera 11 dicembre 2014, 603/2014/A), su piattaforma *online*. Le audizioni sono state focalizzate sui seguenti temi: "Tra fine tutela ed eventi climatici estremi: prime riflessioni su liberalizzazione gas e elettricità nel mercato *retail*. Infrastrutture per acqua e rifiuti: eventi climatici e provvedimenti normativi".

Come già anticipato poco sopra, con riferimento ai temi istituzionali, nel 2024 si è avviata la consultazione aperta con il documento 551/2024/A del 17 dicembre 2024 per l'aggiornamento del *Piano triennale per la prevenzione della corruzione e la trasparenza 2025-2027*. Il Piano illustra l'organizzazione dell'Autorità e le sue funzioni ma, soprattutto, presenta, nell'ambito della metodologia della gestione dei rischi corruttivi, con riguardo a tutti gli ambiti di intervento dell'Autorità, l'analisi aggiornata annualmente dei processi decisionali, i cui esiti impattano sulla comunità, sugli utenti e sugli *stakeholder*.

Trasparenza

La trasparenza è oggi considerata non solo un valore immanente dell'ordinamento, espressione di democrazia politica e amministrativa, ma altresì una qualità delle Amministrazioni volta a rendere accessibili dati e informazioni ai cittadini, assicurando loro la conoscenza di processi decisionali e organizzativi, procedimenti, prestazioni e riducendo le asimmetrie informative tra potere pubblico e collettività. Costituisce, così, un fondamentale strumento di rendicontazione dei risultati e dell'integrità dei processi decisionali. Il suo rilievo appare, quindi, fondamentale nell'ambito dell'*accountability* come nella strategia di prevenzione della corruzione, in particolare nelle forme della trasparenza proattiva (obblighi di pubblicazione) e della trasparenza reattiva (accesso). Gli specifici obiettivi di trasparenza dell'Autorità sono declinati nel suo Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza (PTPCT), in coerenza al complessivo quadro normativo e regolamentare di riferimento nonché, in particolare, a quanto disposto dal DLgs 33/2013.

Tutte le strutture dell'Autorità, con intensità specifiche che variano a seconda delle differenti tipologie e dei differenti volumi di dati e di informazioni detenute, sono coinvolte nell'assolvimento di tali obblighi, per il cui corretto adempimento vengono, inoltre, sistematicamente effettuate attività di monitoraggio e controllo, di primo e secondo livello, da parte rispettivamente dei Dirigenti responsabili e del Responsabile della prevenzione della corruzione e della trasparenza.

Per garantire l'esercizio del diritto di accesso, nelle varie forme previste dalla legge, vengono poste in essere le necessarie azioni volte a garantire l'adempimento degli obblighi inerenti al suo esercizio, quali la registrazione delle diverse tipologie di istanze pervenute e la loro trattazione nel rispetto dei termini di legge.

Anticorruzione

Con delibera 30 gennaio 2024, 12/2024/A, il Collegio dell'Autorità ha approvato il Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza 2024-2026. L'adozione del Piano ha fatto seguito alla preventiva definizione, da parte del medesimo Collegio, di obiettivi strategici in chiave sia di anticorruzione che di trasparenza, nonché all'espletamento di una procedura di consultazione pubblica (DCO 599/2023/A).

Nel gennaio 2024, il Responsabile della prevenzione della corruzione e della trasparenza (RPCT) ha redatto, ai sensi della legge 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, pubblicata nell'apposita sezione del sito internet "Amministrazione trasparente" e alla quale si rinvia per massima completezza.

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

Nel corso del 2024 si è proceduto, coerentemente a quanto programmato nel PTPCT 2024-2026, ad un ulteriore consolidamento della metodologia di gestione del rischio introdotta nel 2021 e alla attuazione del connesso sistema di controllo e monitoraggio. Alla rilevazione, in sede di *self-assessment*, dello stato di implementazione ed 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 seguito dell'assestamento del nuovo modello organizzativo dell'Autorità, in vigore dal 1° luglio 2023, si è proceduto, in sede di riesame, a un'ulteriore e più fine revisione della mappatura dei processi, onde registrare eventuali riallocazioni, modifiche, integrazioni o eliminazioni nonché eventuali nuovi processi. Allo stato ne risultano mappati 117. 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 2024 è stato nuovamente avviato l'iter per l'aggiornamento del PTPCT per il triennio 2025-2027.

Quadro strategico 2022-2025

L'articolo 8, comma 4, del vigente Regolamento di organizzazione e funzionamento dell'Autorità (delibera 12 maggio 2023, 201/2023/A) prevede che quest'ultima stabilisca le priorità e gli obiettivi strategici della propria attività regolatoria e li aggiorni periodicamente.

In attuazione di tale previsione, è stato approvato, con delibera 13 gennaio 2022, 2/2022/A, il Quadro strategico 2022-2025. Come riportato nella *Relazione Annuale 2023*, il Quadro strategico 2022-2025, si snoda su di un orizzonte temporale quadriennale e i suoi contenuti si articolano, come il precedente Quadro strategico, in obiettivi strategici che indicano – 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 particolare, 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 ed 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.

In linea con gli impegni assunti dall'Autorità in materia di *accountability* e trasparenza contenuti nel Quadro strategico per il quadriennio 2022-2025, con delibera 14 novembre 2023, 525/2023/A è stata approvata la rendicontazione intermedia delle principali attività svolte dal 1° gennaio 2022 al 30 settembre 2023, in attuazione degli obiettivi strategici in esso contenuti. Tali attività rappresentano i punti focali su cui si è principalmente concentrata l'azione regolatoria nel biennio in considerazione. In particolare, nel documento di rendicontazione, allegato A alla richiamata delibera 525/2023/A, sono riportate le principali misure che caratterizzano i 29 obiettivi strategici, declinati nelle relative linee di intervento, raggruppati in tre macro aree (Temi trasversali, Area Ambiente e Area Energia), al fine di rappresentare, con maggiore efficacia, l'attività svolta dall'Autorità nel biennio 2022-2023, con indicazione dello stato di avanzamento e delle ragioni di eventuali scostamenti rispetto alle tempistiche originariamente previste. Per ulteriori informazioni ed elementi di dettaglio si rinvia ai contenuti dell'allegato A alla delibera 525/2023/A.

In vista della scadenza dell'attuale Consiliatura, sono state avviate le attività di rendicontazione finale del Quadro strategico per tenere conto delle attività svolte, sino alla conclusione del mandato, dall'attuale Collegio.



CAPITOLO

3



**REGOLAZIONE
NEL SETTORE
DELL'ENERGIA
ELETTRICA**

SETTORIALE

Regolazione delle reti e del sistema elettrico

Servizio di dispacciamento

Il sistema elettrico sta attraversando una fase di profondo rinnovamento, con una sempre più crescente penetrazione di risorse diffuse e di piccola taglia (legata agli obiettivi di decarbonizzazione previsti a livello europeo che spingono la produzione di fonti rinnovabili e una maggiore diffusione dell'autoconsumo) a scapito delle risorse concentrate e di grande taglia. Ciò comporta sia maggiori esigenze di riserva per compensare la volatilità della produzione da fonti aleatorie (quali eolica, solare e idroelettrica ad acqua fluente) sia la necessità di abilitare un numero maggiore di risorse (quali carichi, dispositivi di accumulo diffuso come le batterie, impianti di produzione di piccola taglia) alla fornitura dei servizi ancillari globali (quantomeno in termini di bilanciamento) per far fronte alla riduzione degli impianti di grossa taglia che avevano fornito tali servizi fino ad oggi.

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). Inoltre, in alcune configurazioni, le reti di distribuzione potrebbero sperimentare fenomeni nuovi, quali variazioni repentine di tensione o sovraccarichi, che devono essere risolti localmente. Non è più, quindi, solamente Terna che ha bisogno di servizi ancillari (globali) per garantire l'esercizio in sicurezza delle reti elettriche, ma anche le imprese distributrici devono potersi approvvigionare di appositi servizi (locali) dalle risorse (diffuse) connesse alle loro reti.

In altri termini, nel momento in cui le fonti rinnovabili, distribuite e aleatorie, sostituiscono le fonti tradizionali, concentrate e programmabili, cambiano significativamente le esigenze di regolazione e controllo della rete, sia in termini quantitativi (servono maggiori servizi, quindi tutti devono/possono contribuire) sia in termini qualitativi (anche i servizi assumono carattere distribuito e locale).

Occorre, pertanto, innovare in modo significativo il quadro regolatorio del dispacciamento, in quanto le regole sviluppate agli inizi del mercato elettrico, basate su risorse programmabili concentrate, non sono in grado di intercettare i cambiamenti in essere. L'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente ha raccolto questa sfida già da diversi anni: risale, infatti, alla delibera 30 luglio 2015, 393/2015/R/eel l'avvio di uno specifico procedimento, dedicato sia ai servizi ancillari globali sia ai servizi ancillari locali, finalizzato proprio alla redazione di un quadro regolatorio del dispacciamento consono all'evoluzione del sistema elettrico.

Servizi ancillari globali

Per i servizi ancillari globali, ossia quelli richiesti da Terna per la gestione in sicurezza della rete di trasmissione nazionale e del sistema elettrico nel suo complesso, passaggio fondamentale è stata l'adozione, con la delibera 25 luglio 2023, 345/2023/R/eel, del Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE) che, sulla scorta dell'esperienza pluriennale dei progetti pilota di cui alla delibera 5 maggio 2017, 300/2017/R/eel e in coerenza con il quadro regolatorio europeo, propone un modello di dispacciamento in cui tutte le risorse della rete (almeno in linea di principio) possono assumere un duplice ruolo: quello "principale" di produrre o consumare energia e quello "ancillare" di prestare servizi alla rete, che consistono nella disponibilità a modificare il proprio profilo di immissione e prelievo.

Il nuovo Testo integrato, in particolare:

- definisce ruoli e compiti del *Balancing Service Provider* (BSP), responsabile per la fornitura dei servizi ancillari, e del *Balance Responsible Party* (BRP), responsabile della programmazione delle unità, sia di produzione sia di consumo, e della regolazione degli sbilanciamenti; i ruoli possono essere affidati alla medesima entità oppure a entità differenti, secondo la libera scelta adottata dal titolare di ciascuna risorsa;
- favorisce la competizione fra tutte le unità nella fornitura dei servizi ancillari globali in base al principio della neutralità tecnologica: tutte le risorse che rispettano i requisiti tecnici previsti da Terna per un dato servizio possono concorrere per erogarlo;
- separa la fase di programmazione delle unità dalla fase di negoziazione sui mercati dell'energia del giorno prima e infragiornaliero, già sperimentata con l'avvio del *market coupling* infragiornaliero il 21 settembre 2021 limitatamente alle transazioni svolte sulla piattaforma XBID; con il TIDE la separazione diviene completa, con programmazione per tutte le unità indipendente dai quantitativi negoziati dalle singole unità sui mercati, e conseguentemente più aderente alle esigenze tecniche delle unità stesse; l'unico vincolo riguarda le immissioni e i prelievi complessivamente programmati per le unità di competenza di un dato BRP, che devono essere, a livello zonale, non inferiori rispettivamente alle quantità vendute o acquistate sui mercati; in altre parole è data massima flessibilità nella programmazione delle unità, nel rispetto dei quantitativi massimi scambiati sui mercati dell'energia;
- razionalizza, in coerenza con il quadro regolatorio europeo derivante dal *Clean Energy Package* e con le disposizioni in materia di *central dispatch* di cui al regolamento (UE) 2195/2017, le finalità del mercato per il servizio di dispacciamento che acquisisce la forma di un mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento, in cui l'*Integrated Scheduling Process* nodale si affianca alla partecipazione di Terna alle piattaforme per lo scambio dei prodotti di bilanciamento sviluppate a livello europeo;
- differenzia i servizi a seconda dei perimetri di erogazione nodale (coincidente con un nodo o un aggregato di nodi limitrofi) o zonale (coincidente con una zona di mercato), allineandoli con la nomenclatura dei regolamenti europei e raggruppando nell'ambito del servizio di modulazione straordinaria tutti i servizi di natura emergenziale richiesti da Terna al di fuori del mercato, quali l'interrompibilità, il teledistacco della produzione rinnovabile, la modulazione della produzione eolica, l'attuazione della procedura per la riduzione della generazione distribuita (RIGEDI);
- ridefinisce i criteri di abilitazione delle risorse per la fornitura dei servizi ancillari globali, sia come singola unità (Unità abilitata singolarmente – UAS) sia in aggregato con altre unità a livello nodale (Unità virtuale abilitata nodale – UVAN) o zonale (Unità virtuale abilitata zonale – UVAZ), consentendo anche ad aggregati di dimensioni contenute di abilitarsi e offrire servizi;

- ridefinisce, in coerenza con i criteri di abilitazione di cui al precedente punto, gli aggregati rilevanti ai fini della programmazione delle unità e della regolazione degli sbilanciamenti: rimangono le unità singole abilitate (UAS di immissione e di prelievo) e sono introdotte le Unità virtuali nodali (UVN) di immissione e di prelievo, che sono sottoinsiemi delle UVAN differenziati per BRP, per immissione e prelievo e per tipologia di unità di produzione; Terna identifica altresì le Unità non abilitate da programmare (UnAP), come le unità per le quali la conoscenza di un programma esplicito è utile per la gestione in sicurezza del sistema elettrico; le altre unità nella competenza di ciascun BRP rientrano nelle Unità virtuali zonali (UVZ), differenziate fra immissione e prelievo e per tipologia di unità di produzione;
- rivede il *settlement* del servizio di dispacciamento, introducendo i corrispettivi di mancata movimentazione (analoghi ai corrispettivi di sbilanciamento, ma di competenza del BSP), i corrispettivi di compensazione fra BSP e BRP per le attivazioni disposte da Terna sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento e i corrispettivi di compensazione per i BRP per le attivazioni legate al servizio di modulazione straordinaria;
- razionalizza il corrispettivo di dispacciamento, enucleando dal corrispettivo *uplift* tutte le partite economiche (CCT, CCC, proventi delle aste di interconnessione con l'estero, conguagli per le rettifiche) che non sono strettamente attinenti all'approvvigionamento dei servizi ancillari globali.

Il TIDE, inoltre, riordina le disposizioni in materia di organizzazione dei mercati elettrici del giorno prima e infragiornaliero che si erano stratificate nel corso degli anni per effetto delle decisioni adottate dalle Autorità di regolazione e da ACER in coerenza con il regolamento (UE) 1222/2015 (regolamento sul *Capacity Allocation Cogestion Management* – CACM). Il risultato è un unico documento che racchiude tutte le disposizioni relative ai mercati elettrici, sia che esse derivino da decisioni di ACER sia che derivino da provvedimenti di competenza delle Autorità di regolazione nazionale (quali la scelta specifica dei prodotti, le modalità di presentazione delle offerte e i ruoli specifici di GME e Terna).

Il TIDE, infine, definisce i criteri con cui devono essere predisposti i modelli di rete e gli algoritmi che determinano la soluzione ottima di dispacciamento. Anche sul piano della trasparenza si registrano innovazioni importanti: Terna sarà, infatti, tenuta a pubblicare non solo il modello di rete utilizzato per l'ottimizzazione del servizio di dispacciamento (in termini di nodi, linee, resistenze, reattanze e suscettanze verso terra), ma anche lo stato di funzionamento puntuale, ossia la disponibilità di linee e impianti, il fabbisogno stimato dei servizi ancillari e le immissioni e prelievi attesi in ciascun nodo.

L'efficacia del TIDE è stata prevista dal 1° gennaio 2025, ossia un anno e mezzo dopo la sua pubblicazione, per consentire da un lato a Terna e GME di aggiornare il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (Codice di rete), il Testo integrato della disciplina del mercato elettrico (TIDME) e il Regolamento per la Piattaforma conti energia (Regolamento PCE) e dall'altro a tutti gli altri soggetti interessati di effettuare i cambiamenti organizzativi resi necessari dal nuovo quadro regolatorio.

Nel corso del 2024 sono tuttavia intervenute novità regolatorie che hanno indotto l'Autorità ad aggiornare il TIDE prima ancora della sua efficacia: in particolare con la delibera 23 luglio 2024, 304/2024/R/eel, è stata approvata la versione 2 del TIDE recante le modalità per il superamento dal 1° gennaio 2025 del Prezzo Unico Nazionale (PUN) in coerenza con le disposizioni del decreto ministeriale 18 aprile 2024. In particolare, sono stati disposti:

- il passaggio ad una valorizzazione degli acquisti sul mercato del giorno prima basata su prezzi zionali in luogo del PUN con la definizione a cura di GME di un indice di mercato (PUN Index) calcolato *ex-post* con i medesimi criteri del PUN;
- l'applicazione della componente compensativa prevista dal DM 18 aprile 2024 (pari alla differenza fra PUN Index e prezzi zionali) direttamente agli acquisti effettuati sul mercato del giorno prima in modo tale da mantenere inalterato il quadro regolatorio relativo ai corrispettivi per l'assegnazione della capacità di trasporto e ai corrispettivi di non arbitraggio.

Con la delibera 304/2024/R/eel l'Autorità, tenuto conto della complessità della materia, ha altresì ritenuto opportuno articolare l'implementazione del TIDE in tre distinte fasi:

- una fase transitoria dal 1° gennaio 2025 al 31 gennaio 2026, caratterizzata dal passaggio alla regolazione degli sbilanciamenti su base quartoraria (prevista dal regolamento 2195/2017 proprio dal 1° gennaio 2025), dall'avvio della piattaforma di nomina a cura di GME, dal superamento del PUN; in questa fase trovano applicazione la nuova versione del TIDME redatta da GME in coerenza con il TIDE, e una versione semplificata del Codice di rete predisposta da Terna a partire dalla versione vigente al 31 dicembre 2024 specificatamente per questa fase;
- una fase di consolidamento, dal 1° febbraio 2026, con separazione dei ruoli fra BSP e BRP (e relativo *settlement*) per tutte le unità, approvvigionamento dei servizi ancillari con introduzione delle UVAN (e conseguentemente delle UVN) e delle UnAP e avvio delle aste per l'approvvigionamento della FCR secondo criteri di mercato (con superamento graduale dell'obbligo di erogazione oggi vigente che viene sostituito da un obbligo di offerta per un quantitativo analogo); per questa fase Terna predispone una versione del Codice di rete che implementa tutti gli aspetti del TIDE;
- una fase di implementazione di regime del TIDE da una data definita da Terna con attuazione di tutte le disposizioni del TIDE, ivi incluso l'approvvigionamento della *Frequency Containment Reserve* (FCR) esclusivamente tramite procedure di mercato.

Fino al termine della fase transitoria, le risorse distribuite che erano state abilitate nel progetto UVAM sviluppato nell'ambito della delibera 300/2017/R/eel rimangono abilitate, mentre dal 1° febbraio 2026 con la fase di consolidamento esse dovranno presentare nuovamente la richiesta di abilitazione secondo i nuovi aggregati (UVAN e UVAZ) di cui al TIDE.

Continuano poi a rimanere in essere il progetto pilota per la riserva ultra-rapida di frequenza (i cui contratti scadono il 31 dicembre 2027) e il progetto pilota per il coordinamento fra Terna e le imprese distributrici con applicazione di una logica a semaforo con la quale il distributore può inibire, del tutto o in parte, le movimentazioni delle risorse connesse alla propria rete richieste da Terna in caso di criticità dell'esercizio della rete locale.

L'approvazione della versione 2 del TIDE non ha esaurito l'attività dell'Autorità in ambito TIDE. In previsione dell'avvio della fase transitoria al 1° gennaio 2025, infatti, sono stati adottati anche i seguenti provvedimenti:

- parere 19 novembre 2024, 488/2024/I/eel rilasciato al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE) sulla nuova versione del TIDME predisposta da GME (che recepisce altresì le novità in materia di trasparenza e integrità dei mercati in attuazione del regolamento (UE) 1106/2024);
- delibera 26 novembre 2024, 499/2024/R/eel, con la quale è stata verificata positivamente la versione del Codice di rete e dei relativi allegati predisposta da Terna per la fase transitoria di implementazione del TIDE;

- delibera 10 dicembre 2024, 539/2024/R/eel, con la quale è stato ulteriormente rivisto il TIDE (revisione 3) al fine di definire le modalità di raccordo (in termini di definizioni e calcolo dei corrispettivi) con la delibera 9 giugno 2006, 111/06;
- delibera 17 dicembre 2024, 552/2024/R/eel, con la quale è stata approvata la nuova versione del Regolamento per la Piattaforma conti energia (PCE) predisposto da GME in coerenza con il TIDE.

Servizio di interrompibilità

Il servizio di interrompibilità è stato storicamente disciplinato dall'Autorità su mandato attribuito dall'art. 30, comma 18, della legge 23 luglio 2009, n. 99, prevedendo selezioni a termine su base triennale, annuale, trimestrale, mensile e plurimensile, con un premio in euro/MW/anno determinato tramite un'asta a prezzo marginale al ribasso rispetto a una base d'asta fissata in coerenza con gli specifici indirizzi emanati dal ministero (105.000 euro/MW/anno per le risorse localizzate sul continente e 126.000 euro/MW/anno per le risorse localizzate in Sicilia e in Sardegna). La partecipazione era limitata ai soli clienti finali che si rendevano disponibili a essere interrotti istantaneamente su richiesta di Terna.

L'art. 21, comma 1, del decreto legge 13 giugno 2023, n. 69 ha modificato l'art. 30, comma 18, della legge n. 99/2009, dando mandato all'Autorità di definire i criteri e le modalità di approvvigionamento del servizio di interrompibilità sulla base dei criteri tecnici definiti da Terna prevedendo la partecipazione anche dei sistemi di accumulo.

L'Autorità ha implementato quanto sopra a partire dalle procedure di approvvigionamento relative all'anno 2024: secondo quanto previsto dalla delibera 30 novembre 2023, 564/2023/R/eel, il servizio è approvvigionato con selezione a termine annuale, trimestrale o mensile (non è più prevista l'asta triennale) a partire da una base d'asta analoga a quella in essere fino al 2023 (105.000 euro/MW/anno per le risorse localizzate in continente e 126.000 euro/MW/anno per le risorse localizzate in Sicilia e in Sardegna) ed è articolato in prodotti senza limiti di durata (i cui assegnatari possono essere chiamati a erogare il servizio per un tempo indeterminato non noto a priori) e in prodotti a durata limitata (i cui assegnatari sono chiamati a erogare il servizio per un tempo massimo definito da Terna in sede di selezione a termine). Il prodotto a durata limitata è stato specificatamente pensato per i sistemi di accumulo che erogano il servizio tramite incremento dell'immissione in rete fino al picco massimo di capacità, ma che potrebbero incontrare difficoltà a garantire tale immissione per un tempo prolungato a causa dei limiti sulla disponibilità di energia.

Le nuove modalità avrebbero inizialmente dovuto trovare applicazione solamente nell'anno 2024, perché dal 2025 il servizio di interrompibilità confluisce nel servizio di modulazione straordinaria di cui al TIDE, con modalità di approvvigionamento specifiche definite da Terna nel Codice di rete. Con la delibera 304/2024/R/eel l'Autorità, tuttavia, nel definire il transitorio di implementazione del TIDE, ha prorogato per tutta la fase transitoria le modalità di approvvigionamento in essere al 31 dicembre 2024. Terna ha quindi predisposto anche per l'anno 2025 il regolamento per l'approvvigionamento del servizio (chiamato, come previsto dal TIDE, servizio di modulazione straordinaria istantanea a salire) in coerenza con i criteri della delibera 564/2023/R/eel: il documento è stato approvato dall'Autorità con la delibera 19 novembre 2024, 483/2024/R/eel.

Servizio di riduzione dei prelievi

L'art. 21, comma 2, del DL 69/2023 prevede che Terna, sulla base degli indirizzi del MASE e dei criteri e delle modalità definite dall'Autorità, possa implementare meccanismi innovativi per la gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale, anche mediante il ricorso a interruzioni istantanee dei carichi. Tali meccanismi si configurano come addizionali rispetto al servizio di modulazione straordinaria già previsto dal TIDE.

L'Autorità ha implementato tale disposizione nella versione 2 del TIDE approvata con la delibera 304/2024/R/eel, introducendo un servizio di riduzione dei prelievi basato su una chiamata di Terna nel giorno D-2 al fine di consentire agli operatori di programmare la riduzione già in esito ai mercati dell'energia. Terna ha consultato e predisposto il relativo regolamento nel corso dell'autunno, sottoponendolo all'Autorità che lo ha approvato con la delibera 3 dicembre 2024, 517/2024/R/eel.

Incentivazione ai fini della riduzione dei costi di dispacciamento

Con la delibera 21 dicembre 2021, 597/2021/R/eel, l'Autorità ha introdotto un sistema di incentivazione di tipo *output based* finalizzato alla riduzione dei costi di dispacciamento a carico degli utenti finali. Il sistema opera secondo una logica di *profit sharing*, riconoscendo a titolo di incentivo a Terna una parte (12% su base annua) dei risparmi ottenuti; di contro, in caso di incremento dei costi di dispacciamento, Terna è tenuta a corrispondere una penale (4% su base annua) proporzionale a tale incremento.

Il meccanismo si applica al triennio 2022-2024: in ciascun anno l'incentivo è determinato confrontando il costo del dispacciamento maturato in ciascun anno di incentivazione con un costo di riferimento (la cosiddetta *baseline*). Per il 2022 si è assunto come *baseline* il costo del dispacciamento relativo all'anno 2019, in quanto gli anni 2020 e 2021 non sono stati considerati rappresentativi del funzionamento usuale del sistema elettrico poiché caratterizzati dagli effetti sulla domanda di energia elettrica dovuti alla pandemia da Covid-19. Per gli anni successivi si considera come *baseline* il costo del dispacciamento dell'anno precedente. Sono previsti degli appositi meccanismi (applicati a consuntivo) per sterilizzare l'impatto sul costo del dispacciamento di fattori che incidono sulla *performance* di Terna, ma che sono al di fuori del suo controllo, quali il costo della materia prima (che dipende dall'andamento dei mercati), gli *spread sell-buy* (che dipendono dalle strategie di offerta degli operatori), l'ammontare del gettito dei corrispettivi di sbilanciamento (dipendenti dall'effettiva disponibilità delle misure), l'andamento del carico residuo (che dipende dalla produzione da fonti rinnovabili non programmabili), la variazione dei costi degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema per scelte non imputabili a Terna. Terna deve altresì proporre una sterilizzazione *ex-ante* (applicata a preventivo in sede di approvazione della *baseline* per l'anno di incentivazione) per tenere conto degli effetti dell'avvio del mercato della capacità (non presente nel 2019, assunto come anno di riferimento) e dei risparmi associabili agli investimenti che hanno beneficiato degli incentivi previsti dalla delibera 20 dicembre 2018, 699/2018/R/eel.

Nel corso del 2024 l'Autorità, con la delibera 30 luglio 2024, 327/2024/R/eel, ha provveduto a riconoscere a Terna l'incentivo per l'anno 2023: Terna ha maturato, tenendo conto di tutti gli effetti di sterilizzazione, un risparmio complessivo sul costo del dispacciamento di 490 M€, cui corrisponde un premio di circa 118 M€ (24% del totale, di cui 12% relativo al 2023 e 12% a titolo di anticipazione per il 2024).

Nel corso del 2024 l'Autorità ha altresì lavorato per definire il prosieguo del meccanismo di incentivazione per il periodo 2025-2030. Il meccanismo definitivo è stato approvato con la delibera 30 luglio 2024, 326/2024/R/eel e ulteriormente affinato con la delibera 10 dicembre 2024, 536/2024/R/eel. In sintesi, rispetto allo schema del triennio 2022-2024:

- sono state semplificate le modalità di calcolo del costo del dispacciamento, escludendo i contributi per gli impianti essenziali (che sono conteggiati esclusivamente limitatamente alle differenze legate ad azioni sotto il controllo diretto di Terna) e il contributo dell'energia di bilanciamento al netto dei corrispettivi di sbilanciamento, di non arbitraggio, di non arbitraggio macro-zonale e di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento (in quanto le azioni di bilanciamento erano poi sterilizzate *ex-post* con il confronto del relativo gettito);
- Terna è incentivata comunque a ridurre anche i costi per il bilanciamento in termini di differenza fra il costo effettivo del bilanciamento e il costo minimo che si sarebbe ottenuto selezionando solo le risorse di bilanciamento al minimo costo, ottimizzando fra l'approvvigionamento nelle varie piattaforme europee e l'attivazione a livello nazionale sull'*Integrated Scheduling Process (ISP)*;
- la penale per l'incremento del costo di dispacciamento è posta pari al 6% su base annua;
- per ciascun triennio si assume come riferimento il costo del dispacciamento relativo all'ultimo anno per cui sono disponibili dati di consuntivo (2023 per il triennio 2025-2027; 2026 per il triennio 2028-2030), sommato ad un costo incrementale che tiene conto degli oneri che il sistema dovrà affrontare per consentire il dispacciamento di una sempre più crescente produzione da fonti rinnovabili; per il primo triennio tale costo è definito sulla base di una curva empirica proposta da Terna, mentre per il secondo triennio Terna dovrà sviluppare un apposito modello;
- è introdotto un incentivo ulteriore (pari a 1 punto percentuale) legato al rispetto di un cronoprogramma relativo all'implementazione del TIDE, allo sviluppo di un algoritmo per l'ISP in coerenza con i principi previsti nel TIDE, alla predisposizione di un modello per la determinazione del costo incrementale relativo al triennio 2028-2030, alla revisione della configurazione delle zone di mercato, all'aggiornamento del simulatore di mercato in coerenza con il nuovo assetto previsto dal TIDE e agli sviluppi e manutenzione di GAUDì (Gestione delle anagrafiche uniche degli impianti di produzione) in coerenza con l'evoluzione del quadro regolatorio;
- è rafforzata la partecipazione attiva degli operatori che sono chiamati ad esprimersi nelle consultazioni che Terna dovrà tenere sulla definizione del cronoprogramma, sulla metodologia per la determinazione del costo minimo del bilanciamento e sul modello per la determinazione del costo incrementale.

Terna in particolare nel corso dell'autunno ha posto in consultazione il cronoprogramma e la metodologia per la determinazione del costo minimo del bilanciamento che sono stati inviati all'Autorità per approvazione unitamente alla proposta di *baseline* (pari al costo del dispacciamento relativo all'anno 2023, come rivisto con le semplificazioni di cui al nuovo schema di incentivazione). L'Autorità ha approvato il pacchetto con la delibera 17 dicembre 2024, 554/2024/R/eel.

Servizi ancillari locali

Con la delibera 3 agosto 2021, 352/2021/R/eel, l'Autorità ha avviato una sperimentazione relativa all'approvvigionamento da parte delle imprese distributrici di servizi di flessibilità offerti dalle risorse connesse alle reti di distribuzione, da attuarsi tramite progetti pilota proposti direttamente dalle imprese distributrici e sottoposti all'approvazione dell'Autorità. Le imprese distributrici, nella redazione dei progetti, sono invitate a coordinarsi fra

loro, al fine di adottare regole il più possibile armonizzate per lo stesso tipo servizio, e con Terna, al fine di evitare che una risorsa fornisca la stessa modulazione sia per i servizi ancillari globali sia per i servizi ancillari locali.

Nel 2023 l'Autorità ha ricevuto due progetti pilota per l'approvvigionamento dei servizi ancillari locali da attuarsi a partire dal 2024:

- e-distribuzione ha presentato il progetto Edge che prevede l'approvvigionamento di risorse di flessibilità tramite l'utilizzo della piattaforma terza Piclo già utilizzata con successo per gli stessi scopi nel mercato britannico, approvato con la delibera 3 agosto 2023, 365/2023/R/eel;
- Areti ha presentato il progetto RomeFlex che prevede l'approvvigionamento di risorse di flessibilità tramite l'utilizzo della piattaforma terza Mercato locale per la flessibilità (MLF) appositamente predisposta da GME come strumento aperto alla partecipazione di tutte le imprese distributrici interessate, approvato con la delibera 3 agosto 2023, 372/2023/R/eel.

Entrambi i progetti partono con la selezione delle offerte tramite contratti a termine di durata variabile e finalizzati ad assicurare la disponibilità delle risorse di flessibilità per un periodo di tempo predefinito nell'arco del giorno. La remunerazione avviene tramite un prezzo di disponibilità in euro/MW/anno correlato all'effettiva disponibilità richiesta alla risorsa e tramite un prezzo di utilizzo in euro/MWh legato all'effettiva movimentazione attivata dall'impresa distributrice.

Il progetto Edge prevede l'attivazione diretta a cura di e-distribuzione. Il progetto RomeFlex, invece, dopo una fase ad attivazione diretta delle risorse da parte dell'impresa distributrice, prevede un mercato a pronti in cui l'impresa distributrice può selezionare tramite meccanismi di mercato le risorse da attivare in tempo reale, in funzione del costo offerto dalle stesse. Le risorse contrattualizzate a termine hanno l'obbligo di offrire su tale mercato ad un prezzo non superiore al prezzo di utilizzo indicato in fase di selezione a termine; al mercato possono partecipare anche risorse non inizialmente contrattualizzate a termine. Le modifiche al progetto pilota relative all'avvio del mercato a pronti sono state approvate con la delibera 2 aprile 2024, 118/2024/R/eel, per quanto attiene le regole di mercato nell'ambito della piattaforma MLF, e con la delibera 2 aprile 2024, 121/2024/R/eel, per quanto attiene le modalità di attivazione a cura di Areti.

Sempre il 2 aprile 2024, con la delibera 117/2024/R/eel l'Autorità ha approvato un ulteriore progetto pilota proposto da Unareti, denominato MindFlex simile al progetto RomeFlex, ma basato esclusivamente sull'attivazione diretta delle risorse di flessibilità, senza ricorrere al mercato a pronti.

Il prolungamento dei progetti pilota deve essere approvato su base annua dall'Autorità, previo invio, da parte delle imprese distributrici proponenti, di una nuova relazione tecnica che illustri le esigenze di approvvigionamento dei servizi ancillari locali per l'anno successivo e valuti le esigenze e le evoluzioni di questo mercato. Per Edge il prolungamento per l'anno 2025 è stato adottato con la delibera 3 dicembre 2024, 516/2024/R/eel, mentre per il progetto RomeFlex l'Autorità si è espressa con la delibera 17 dicembre 2024, 555/2024/R/eel.

Anche Unareti ha manifestato l'interesse a estendere il proprio progetto MindFlex per il 2025; la relativa approvazione avverrà nel corso del 2025 in quanto i servizi ancillari di interesse di Unareti riguardano solo il periodo estivo e non anche quello invernale (come invece per gli altri due progetti).

Ulteriori interventi

Su base annua l'Autorità è chiamata ad approvare la proposta di Terna per l'implementazione delle procedure concorsuali di assegnazione degli strumenti di copertura contro il rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto, introdotti con la delibera 19 novembre 2004, 205/04. Per l'anno 2025 Terna ha presentato una proposta in linea con quanto adottato negli anni precedenti: l'Autorità si è espressa in merito con la delibera 12 novembre 2024, 467/2024/R/eel.

Gestione dei crediti non riscossi da riconoscere a Terna a causa dell'insolvenza di utenti del dispacciamento

L'Autorità, con la delibera 23 gennaio 2024, 5/2024/R/eel, ha definito i criteri e le procedure per l'individuazione e la gestione dei crediti non riscossi e altrimenti non recuperabili da Terna per motivazioni non imputabili al suo operato e non già coperti dalle relative garanzie.

La delibera 5/2024/R/eel, in particolare, ha previsto

- che siano ammessi al meccanismo di riconoscimento i crediti:
 - relativi a contratti di dispacciamento chiusi o risolti da almeno 12 mesi per le cause previste nell'allegato A.26 del Codice di rete di Terna oppure per i quali non sia stato possibile risolvere il contratto per effetto di una norma in materia di crisi d'impresa o relativi a contratti stipulati per il servizio di importazione virtuale (ai sensi dell'art. 3, comma 3.2, e dell'art. 4, comma 4.2, della delibera 20 novembre 2009, ARG/elt 179/09);
 - non già coperti dall'escussione delle relative garanzie prestate dall'utente del dispacciamento o fornite dai sottoscrittori dei contratti stipulati per il servizio di importazione virtuale;
 - connessi al *settlement* mensile o alle partite economiche emergenti dalle sessioni di conguaglio previste dalla vigente disciplina del *settlement*, purché siano verificate le condizioni indicate nei precedenti due punti, anche oggetto di piani di rateizzazione;
 - relativi a oneri sostenuti per l'attuazione di azioni di recupero del credito in sede stragiudiziale e/o giudiziale, inclusi eventuali accordi transattivi.
- che siano esclusi:
 - i crediti già riscossi mediante azioni di recupero del credito in sede stragiudiziale e/o giudiziale inclusi eventuali accordi transattivi;
 - gli importi relativi all'IVA in tutti i casi in cui, ai sensi della normativa vigente, Terna abbia già ottenuto il titolo, al momento della trasmissione della richiesta di reintegro all'Autorità, a presentare richiesta di rimborso o a effettuarne il versamento fino al momento dell'incasso o a portarla in detrazione ai sensi degli artt. 19 e 26 del decreto del Presidente della Repubblica 26 ottobre 1972, n. 633 a seguito di procedure concorsuali o di procedure esecutive rimaste infruttuose;
 - eventuali crediti afferenti ad importi fatturati da Terna all'utente del dispacciamento o alle controparti dei contratti stipulati per il servizio di importazione virtuale con un ritardo superiore ai due anni imputabile a Terna;
- che siano portati a deduzione eventuali importi recuperati già oggetto di reintegrazione (anche afferenti all'IVA).

La delibera dispone che Terna provveda alla copertura dei predetti crediti tramite specifiche voci del corrispettivo *uplift*. La richiesta di reintegrazione viene effettuata da Terna mediante l'invio all'Autorità, entro il 15 novembre

di ogni anno (con deroga al 29 marzo 2024 per la prima relazione), di una relazione che, tra l'altro, descrive le circostanze in base alle quali si è determinato un credito, e le tempistiche per la copertura dei crediti ritenuti non recuperabili e il conseguente incremento previsto del corrispettivo *uplift*.

Evoluzione della disciplina del *settlement*

Con la delibera 30 luglio 2024, 325/2024/R/eel, è stato portato a termine il primo step del percorso di innovazione della disciplina della regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica definita ai sensi del Testo integrato *settlement* (di seguito: *settlement*). La delibera si inserisce nel procedimento avviato con la delibera 25 luglio 2023, 336/2023/R/eel, per la riforma della disciplina del *settlement* e delle modalità di determinazione approvvigionamento delle perdite di rete.

La delibera 325/2024/R/eel introduce, quindi, le disposizioni necessarie a:

- implementare a partire dal 1° gennaio 2025, a parità di regole vigenti, un *settlement* quart'orario in attuazione di quanto disposto dall'art. 53 del regolamento (UE) 2195/2017 e dal TIDE e, a tal fine, modifica con decorrenza dal 1° gennaio 2025 il Testo integrato del *settlement* (TIS) e il Test integrato della misura (TIME);
- definire gli elementi essenziali della nuova disciplina del *settlement*, questo affinché le imprese distributrici, Terna, il Gestore del Sistema informativo integrato (SII) e gli UdD dispongano delle informazioni necessarie per avviare l'adeguamento dei loro sistemi e dei flussi informativi;
- fissare al 1° gennaio 2026 la fase di avvio della nuova disciplina del *settlement*; conseguentemente, prevedere che, in relazione alla definizione del quadro regolatorio connesso con la menzionata nuova disciplina del *settlement* e delle perdite di rete, la data di conclusione del procedimento avviato con la delibera 336/2023/R/eel sia prorogata al 31 dicembre 2025.

In relazione alle disposizioni introdotte a partire dal 1° gennaio 2025, la delibera 325/2024/R/eel dispone, in particolare, che:

- le sessioni di *settlement* utilizzino sempre tutti i dati di misura effettivi disponibili rilevati al quarto d'ora o eventualmente profilati quart'orari; i dati di misura effettivi relativi ai punti non quart'orari (punti di interconnessione (IP) e altri punti di prelievo e di immissione) devono essere utilizzati nelle sessioni di *settlement* mensile, semestrali e nella sessione annuale finalizzata alla gestione delle rettifiche tardive;
- sia data facoltà all'impresa distributtrice, che è responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura, di estendere, ove possibile, l'applicazione del trattamento quart'orario anche ai punti di immissione e di prelievo con potenza disponibile sul punto inferiore o uguale a 55 kW dotati di misuratori 1G;
- i dati di misura dei punti di prelievo non trattati quart'orari diversi dall'illuminazione pubblica siano profilati al quarto d'ora utilizzando un profilo piatto per fascia nel caso di punti misurati per fascia o piatto per mese nel caso di punti monorari;
- per i punti di prelievo non trattati quart'orari corrispondenti a impianti di illuminazione pubblica sia adottata la metodologia di profilazione convenzionale già applicata a tali punti ai sensi della vigente disciplina del *settlement* utilizzando i dati rilevati nel mese di competenza ed effettuando la loro ripartizione in ciascun quarto d'ora del mese;

- sia introdotto a carico delle imprese distributrici l'obbligo di messa a disposizione al SII, con cadenza mensile, della stima del dato di misura per tutti i punti di prelievo monorari fino a 16,5 kW per i quali non è disponibile il dato di misura effettivo;
- siano utilizzati nell'ambito delle già menzionate sessioni di *settlement* anche i dati di misura relativi all'energia elettrica scambiata nei punti di interconnessione tra le reti dei diversi gestori, finora non gestiti. A tal fine, in relazione a ciascun punto di interconnessione fra reti, l'impresa distributtrice mette mensilmente a disposizione del SII, secondo modalità e tempistiche da definirsi con successivi provvedimenti, le misure quart'orarie dell'energia immessa/prelevata in ciascun punto di interconnessione;
- siano utilizzati nell'ambito delle già menzionate sessioni di *settlement* anche i dati di misura relativi ai punti di prelievo per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione misurati o misurabili;
- tutti i dati di misura funzionali al *settlement* elettrico, siano essi relativi ai punti di prelievo (ivi inclusi quelli associati agli usi propri della trasmissione e della distribuzione) e/o sia di immissione e ai punti di interconnessione, siano incrementati delle sole perdite tecniche e non più anche delle perdite commerciali;
- sia determinata l'energia residua (ER) per ciascun gestore di rete e ciascuna zona di offerta. Essa è composta dal differenziale fra le perdite di rete effettive e le perdite di rete standard (che include interamente le perdite commerciali), dal differenziale fra il profilo reale e il profilo convenzionale dei prelievi e delle immissioni non rilevate al quarto d'ora, dall'energia elettrica relativa agli usi propri non misurabili e dai disallineamenti dovuti a errori nell'attività di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura e all'utilizzo di dati stimati per l'assenza di dati di misura effettivi;
- l'energia residua (ER) e tutta l'energia elettrica prelevata per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione, misurata ovvero misurabile, sia approvvigionata sul libero mercato; e che all'energia elettrica prelevata per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione e all'ER non siano applicati i corrispettivi di trasporto e le relative maggiorazioni.

Per le finalità di cui sopra, dal punto di vista operativo, la delibera 325/2024/R/eel prevede, infine, che:

- sia posto in capo alle imprese distributrici e a Terna l'obbligo di censire nel SII tutti i punti di prelievo per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione misurati o misurabili che insistono sulla propria rete;
- sia posta in capo al SII, ai fini del *settlement* mensile e dello svolgimento delle sessioni di *settlement* semestrali e annuali:
 - la gestione, ai fini dell'aggregazione, dei dati di misura relativi ai punti di interconnessione tra reti;
 - l'attività di profilazione dei dati di misura relativi ai punti di prelievo non trattati quart'orari (IP e altri punti di prelievo) e la messa a disposizione dei dati profilati ai soggetti interessati;
 - l'attività di aggregazione dei prelievi di energia elettrica e dei punti di interconnessione tenendo conto delle nuove logiche di aggregazione delle unità introdotte dal TIDE;
 - la determinazione, per ciascun gestore di rete e ciascuna zona di mercato, di una componente dell'energia residua (ER) denominata energia residuale parziale calcolata come differenza fra l'energia elettrica immessa mediante i punti di interconnessione alle altre reti e l'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo e dai punti di interconnessione;
 - la messa a disposizione della energia residuale parziale a Terna e ai soggetti interessati;
- Terna completi la determinazione della ER, per ciascun gestore di rete e ciascuna zona di offerta, sommando, all'energia residuale parziale comunicata dal SII, l'energia elettrica immessa nella rete elettrica del gestore dai relativi punti di immissione e la renda disponibile ai soggetti interessati;

- siano abrogati il corrispettivo di aggregazione versato dagli utenti del dispacciamento ai sensi dell'art. 15 del TIS con riferimento ai punti di prelievo non trattati su base oraria e la correlata regolazione incentivante in quanto le rimanenti attività di aggregazione dei dati di misura dell'energia elettrica prelevata in capo alle imprese distributrici vengono, con la nuova disciplina del *settlement*, demandate completamente al SII;
- sia posto direttamente in capo a Terna l'obbligo di aggiornare il Registro del SII, per le parti di propria competenza, in relazione ai punti di prelievo che insistono sulla sua rete e di mettere a disposizione del SII i dati di misura di energia elettrica relativi ai punti di prelievo per i quali è responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale;
- nell'ultimo trimestre del 2025, sia effettuata una fase di test con prove in bianco finalizzate ad accertare la piena affidabilità delle modifiche introdotte nel SII e sui sistemi di Terna, a decorrere dal 1° gennaio 2026 e in relazione ai dati di misura di competenza successiva al 31 dicembre 2025.

Disposizioni in materia di *load profiling* e perdite di rete per l'anno 2025

Con la delibera 3 dicembre 2024, 535/2024/R/eel, l'Autorità ha modificato e integrato la vigente disciplina del *load profiling* e della perequazione delle perdite di rete al fine di renderla applicabile anche all'anno 2025, nelle more del suo superamento e dell'applicazione della nuova disciplina a decorrere dal 1° gennaio 2026 ai sensi di quanto previsto dalla delibera 325/2024/R/eel. La delibera ha affrontato due aspetti principali:

- l'eliminazione di alcune semplificazioni e approssimazioni nel *load profiling*, che nel 2024 hanno causato criticità applicative a seguito della progressiva riduzione dei volumi di energia elettrica non trattata oraria, dovuta all'installazione diffusa di misuratori orari;
- la definizione degli elementi necessari per estendere al 2025 alcune disposizioni sulla regolazione delle perdite di rete, inclusa la disciplina della perequazione, già applicate nel triennio 2022-2024.

In materia di *load profiling*, in particolare, la delibera 535/2024/R/eel ha rivisto le modalità di calcolo dei coefficienti di ripartizione dei prelievi dei punti di prelievo (denominati CRPP) che rappresentano la quota del prelievo residuo di area attribuita a ciascun punto di prelievo non trattato su base oraria. La modifica consiste nel determinare l'energia sottesa ai punti di prelievo non orari (ovvero il denominatore di tali coefficienti) in modo più diretto, utilizzando la somma dell'energia effettivamente prelevata nei medesimi punti.

In materia di perdite di rete:

- sono stati confermati, anche per l'anno 2025, i fattori percentuali già applicati a fini perequativi per gli anni 2023 e 2024 per le perdite commerciali di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi di cui alla tabella 10 del Testo integrato vendita (TIV), pari a: 0,90% nella zona Nord, 1,72% nella zona Centro e 4,87% nella zona Sud;
- sono stati estesi, anche all'anno 2025, i meccanismi correttivi disciplinati ai sensi dei commi 29.2 e 29.3, non essendo ancora pienamente superata la fase congiunturale che ha caratterizzato gli elevati prezzi all'ingrosso degli anni appena passati;
- l'applicazione del meccanismo di riconoscimento dei prelievi fraudolenti "non recuperabili", disciplinato dall'art. 31 del TIV, è stata confermata anche per l'anno 2025. A tal fine, l'anno 2025 è stato accorpato al triennio 2022-2024, estendendo così l'applicazione del meccanismo all'intero quadriennio 2022-2025;

- per garantire un tempestivo riconoscimento degli importi relativi al periodo 2022-2024 ed evitare ritardi eccessivi, è stata prevista l'erogazione di un acconto nel corso dell'anno 2025, riferito ai primi tre anni del quadriennio 2022-2025. Il saldo sarà corrisposto entro la fine del mese di maggio 2026.

Con la delibera 535/2024/R/eel è stato infine anche previsto:

- che le modifiche al calcolo dei CRPP siano implementate in tempo utile per il calcolo dei medesimi coefficienti relativi al mese di gennaio 2025, o al più tardi dal mese di febbraio 2025 a condizione che i controlli di congruità effettuati dal SII non abbiano dato esito negativo in modo continuativo a partire da luglio 2024;
- la possibilità, per ciascun esercente il servizio di maggior tutela, di richiedere a CSEA, previa presentazione di un'apposita istanza, una compensazione a parziale copertura dell'esposizione finanziaria derivante dalle anomalie riscontrate nella quantificazione in acconto dell'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo non ancora trattati orari.

Servizio di trasporto e distribuzione

Proroga, fino al 31 dicembre 2025, dell'attuale disciplina regolatoria in materia di corrispettivi per il servizio di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica prelevata dai produttori di energia elettrica

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 e per quanto vigente nell'anno 2024, che:

- a decorrere dal 1° gennaio 2023, su istanza del produttore ovvero del soggetto richiedente la connessione ai sensi del Testo integrato connessioni attive (TICA, allegato A alla delibera 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08), 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;
- a decorrere dal 1° gennaio 2025 (data definita da ultimo con la delibera 12 dicembre 2023, 596/2023/R/eel) sia abrogato l'art. 16 del Testo integrato trasporto 2020-2023 (TIT 2020-2023, allegato A alla delibera 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel);
- 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 funzionali alla quantificazione dell'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete da sottoporre all'approvazione dell'Autorità, previa consultazione pubblica. Tali criteri e modalità di calcolo degli algoritmi sono definiti nell'allegato A.78 al Codice di rete di Terna.

Successivamente, l'Autorità, con la delibera 596/2023/R/eel, ha disposto, tra l'altro:

- di istituire presso Terna un Tavolo tecnico, convocato con frequenza almeno mensile, cui partecipano gli *stakeholder* interessati, al fine di discutere le criticità operative afferenti all'accesso alla disciplina introdotta con la delibera 109/2021/R/eel;
- che Terna, con cadenza mensile, rendiconti all'Autorità in merito a quanto emerso nell'ambito del Tavolo tecnico e alle soluzioni individuate per superare le criticità, nonché allo stato di avanzamento nell'implementazione nel sistema GAUDÌ delle modifiche funzionali alla piena attuazione di quanto previsto dalla delibera 109/2021/R/eel;
- che Terna elabori ed invii mensilmente all'Autorità un report che riporti a livello aggregato lo stato di avanzamento, nel processo di qualificazione alla delibera 109/2021/R/eel, delle pratiche presentate dagli operatori (raggruppandole sulla base delle diverse tipologie individuate nell'allegato A.78 al Codice di rete di Terna).

In seguito all'entrata in vigore delle disposizioni della delibera 596/2023/R/eel precedentemente descritte, dalla rendicontazione dei lavori del Tavolo tecnico trasmesse da Terna all'Autorità è emerso che gran parte delle criticità che hanno caratterizzato la fase di avvio dell'implementazione della disciplina prevista dalla delibera 109/2021/R/eel sono state superate, ma che tuttavia nell'anno 2024 erano ancora molti gli impianti di produzione che applicavano le disposizioni di cui all'art. 16 del TIT 2020-2023 e che non hanno avviato/completato le attività funzionali all'attivazione della disciplina prevista dalla delibera 109/2021/R/eel.

Conseguentemente, l'Autorità, con la delibera 27 dicembre 2024, 585/2024/R/eel, ha, tra l'altro, prorogato per un ulteriore e ultimo anno il periodo transitorio durante il quale possono coesistere le disposizioni previste dalla delibera 109/2021/R/eel con le disposizioni previste dall'art. 16 del TIT 2020-2023.

Verifica delle proposte di aggiornamento dell'allegato A.21 al Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di Terna

L'allegato A.21 al Codice di rete di Terna definisce la procedura per la gestione da parte di Terna delle richieste, da parte di soggetti terzi, di disattivazione di linee elettriche aeree in AAT e in AT in occasione di incendi boschivi o situazioni di pericolo, anche potenziali, per persone e/o cose in vicinanza delle medesime linee elettriche.

L'Autorità, con la delibera 11 giugno 2024, 228/2024/R/eel, ha verificato positivamente le proposte di aggiornamento dell'allegato A.21 al Codice di rete di Terna trasmesse da Terna.

Le modifiche proposte da Terna sono finalizzate a garantire la gestione del Sistema Elettrico Nazionale (SEN) in condizioni di sicurezza. Più in dettaglio le modifiche proposte da Terna sono finalizzate a chiarire e integrare le modalità applicative della procedura di comunicazione e coordinamento tra Terna e i diversi soggetti coinvolti (per esempio, Prefetture e Vigili del Fuoco) in caso di incendi boschivi o situazioni di pericolo che comportino la disattivazione di linee elettriche aeree in AAT e AT, con riferimento in particolare a:

- la distinzione tra i casi in cui si procede alla disattivazione di una linea (apertura degli interruttori agli estremi della linea con conseguente azzeramento della tensione di esercizio sulla linea stessa) e quelli in cui si procede alla messa in sicurezza di una linea con conseguente sezionamento e messa a terra della medesima linea. La messa in sicurezza, infatti, è attuata laddove lo spegnimento dell'incendio o la rimozione della condizione di pericolo richiede il superamento delle distanze minime di sicurezza dalla linea previste dalla normativa;

- l'integrazione del set di informazioni che Terna fornisce alle Prefetture nel caso in cui la disattivazione di una linea comporti la disalimentazione degli utenti (per esempio, impianti coinvolti, le località interessate e, se disponibile, l'entità e la tipologia di clienti finali a rischio disalimentazione).

Le modifiche proposte da Terna, prima di essere trasmesse all'Autorità, sono state sottoposte a consultazione pubblica e sono state definite nell'ambito di un'attività di coordinamento e di confronto con il Dipartimento della Protezione Civile Nazionale, i Settori e le Agenzie Regionali della Protezione Civile, il Corpo Forestale e i Comandi Regionali dei Vigili del Fuoco.

Piani di investimento per distribuzione e misura

Piani di sviluppo delle reti di distribuzione dell'energia elettrica

L'art. 61 dell'allegato A (di seguito: TIQD) alla delibera 27 dicembre 2023, 617/2023/R/eel, ha previsto che le imprese distributrici con almeno 100.000 clienti presentassero congiuntamente all'Autorità entro il 30 settembre 2024 i seguenti documenti da utilizzare come linee guida per la predisposizione dell'edizione 2025 dei piani di sviluppo:

- la struttura armonizzata dei contenuti del piano;
- l'identificazione puntuale dei documenti di accompagnamento, incluse le informazioni in formato scheda e in formato foglio di lavoro relative agli interventi del piano e al loro avanzamento tecnico ed economico;
- la descrizione dell'approccio metodologico adottato per l'identificazione degli investimenti;
- la definizione delle categorie elementari di investimento, ai fini della stima dei costi unitari di investimento.

Il medesimo art. 61 ha previsto altresì la possibilità per l'Autorità di una decisione motivata, da adottarsi entro il 31 gennaio 2025, di modifiche o integrazioni ai documenti di cui sopra.

Per adempiere a tali disposizioni, le 10 maggiori imprese distributrici hanno avviato, a partire dal mese di marzo 2024, un Tavolo di lavoro per la definizione di un approccio metodologico comune per la redazione dei documenti richiesti, dopodiché hanno inviato all'Autorità 10 comunicazioni (tutte con gli stessi contenuti) contenenti i documenti comuni previsti dall'art. 61, comma 1, del TIQD; in particolare:

- un documento di "linee guida" che costituisce la proposta di struttura armonizzata dei contenuti del Piano di sviluppo, con una indicazione del contenuto di ognuno dei 10 capitoli proposti;
- un insieme di formati (tabella intervento e scheda intervento) e note di compilazione per i documenti di accompagnamento al piano;
- un documento di descrizione dell'approccio metodologico adottato per l'identificazione degli investimenti;
- un documento di definizione delle categorie elementari di investimento.

Con la delibera 3 dicembre 2024, 521/2024/R/eel, l'Autorità ha valutato positivamente i seguenti documenti presentati dai distributori:

- il documento "Linee guida per la predisposizione dell'edizione 2025 dei Piani di Sviluppo", contenente la struttura armonizzata dei piani di sviluppo, con l'esclusione del capitolo 1.10;

- i documenti di accompagnamento "File excel di riepilogo degli interventi del Piano", "Nota di compilazione file excel di riepilogo degli interventi del Piano" e "Scheda intervento";
- il "Documento di identificazione delle categorie elementari di investimento".

Non è stato valutato invece positivamente il documento di descrizione dell'approccio metodologico adottato per l'identificazione degli investimenti, in quanto non esplicita né i criteri di pianificazione tecnici e/o economici né i criteri di dimensionamento di nuovi asset utilizzati ai fini dell'identificazione degli investimenti.

La medesima delibera 521/2024/R/eel ha inoltre integrato la delibera 28 giugno 2023, 296/2023/R/eel, prevedendo quanto segue:

- l'obbligo per le imprese distributrici di pubblicare la versione post-consultazione del proprio Piano di sviluppo;
- la pubblicazione delle informazioni di accompagnamento ai piani di sviluppo in formato foglio di lavoro elaborabile e filtrabile;
- la riconciliazione dei costi unitari di investimento presenti nei piani di sviluppo con le informazioni pubblicate dall'impresa distributtrice relativamente ai valori di riferimento unitari per i costi medi corrispondenti alla realizzazione di ciascuna soluzione tecnica convenzionale di connessione.

Inoltre, per quanto riguarda gli scenari alla base dei piani di sviluppo, l'Autorità ha esposto i propri orientamenti per quanto riguarda la definizione di ipotesi di scenario per i piani di sviluppo della distribuzione elettrica nel documento per la consultazione 18 giugno 2024, 239/2024/R/com. Tali orientamenti hanno riguardato i seguenti aspetti:

- finalizzazione del documento di criteri applicativi comuni per la definizione delle ipotesi specifiche locali di scenario entro il 30 novembre degli anni pari a partire dal 2024, al fine di collocare le tempistiche tra il momento di disponibilità degli scenari Snam-Terna e la scadenza di trasmissione del piano pre-consultazione all'Autorità (31 marzo degli anni dispari);
- previsione che il documento di criteri applicativi comuni per la definizione delle ipotesi specifiche locali di scenario possa far parte della documentazione del Piano di sviluppo e, come tale, possa essere oggetto della consultazione pubblica sul Piano;
- previsione che un documento congiunto di scenari di distribuzione sia finalizzato contestualmente al termine per la trasmissione del Piano di sviluppo pre-consultazione all'Autorità (31 marzo degli anni dispari) e sia pubblicato nell'ambito della consultazione di ciascuna impresa distributtrice sul proprio Piano di sviluppo;
- previsione di un capitolo (o di un documento allegato) del Piano di sviluppo dedicato alla descrizione delle interazioni effettuate con le istituzioni locali, nonché alle risultanze dei documenti locali di pianificazione energetico-ambientale e territoriale;
- definizione di specifiche iniziative regolatorie, anche a natura tariffaria, che favoriscano una previsione più accurata dei carichi futuri da parte dell'impresa distributtrice e che prevedano azioni per la localizzazione efficiente dei carichi futuri;
- valutazione delle informazioni più utili per gli *stakeholder* e gli utenti della rete, al fine di definire successivi requisiti rispetto a quanto proposto nei documenti comuni delle imprese distributtrici.

In esito alle osservazioni pervenute in merito a tale consultazione, con la delibera 1° ottobre 2024, 392/2024/R/com, è stato aggiunto il comma 3 all'art. 61 del TIQD, che prevede la presentazione congiunta all'Autorità, da parte delle imprese distributtrici tenute alla presentazione dei piani di sviluppo, di un documento di criteri applicativi comuni per la definizione delle ipotesi specifiche locali di scenario entro il 30 novembre 2024: tale docu-

mento sarà utilizzato come linee guida per la predisposizione dell'edizione 2025 dei piani di sviluppo, in cui sarà disponibile in sede di consultazione dei piani medesimi. Le imprese distributrici hanno presentato all'Autorità tale documento comune.

Ai sensi degli artt. 58 e 60 del TIQD è previsto che, a partire dal 2024, ciascuna impresa distributtrice con oltre 100.000 punti di prelievo pubblici:

- un rapporto annuale degli output del servizio di distribuzione dell'energia elettrica;
- un rapporto di monitoraggio dell'avanzamento degli interventi presentati nel Piano di sviluppo.

L'Autorità, nel mese di novembre 2024, ha pubblicato un comunicato in cui elenca i link ai siti delle imprese distributrici recanti sia i rapporti annuali degli output del servizio di distribuzione dell'energia elettrica sia i rapporti di monitoraggio dello sviluppo della rete.

Smart metering 2G

Per le imprese di maggiori dimensioni (oltre 100.000 punti di prelievo) è proseguita l'applicazione della regolazione per il riconoscimento dei costi legati alla messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G, disposta per il periodo 2020-2022 dalla delibera 16 luglio 2019, 306/2019/R/eel, ed aggiornata con la delibera 27 dicembre 2022, 724/2022/R/eel, per il triennio 2023-2025. Il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, in attuazione della direttiva 2019/944/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, reca disposizioni relative ai sistemi di misurazione intelligenti, assegnando all'Autorità l'elaborazione e pubblicazione di un calendario degli interventi di realizzazione e di sostituzione e ammodernamento dei sistemi di misurazione intelligenti in un arco temporale di dieci anni dall'entrata in vigore del decreto. Le installazioni dovranno assicurare che entro il 31 dicembre 2024 l'80% dei clienti finali disponga di contatori intelligenti.

Nel corso del 2024 è stato pubblicato sul sito internet dell'Autorità l'aggiornamento del calendario degli interventi di realizzazione dei sistemi di *smart metering* 2G, per le principali imprese distributrici (oltre il 98% degli utenti italiani), in relazione alle installazioni previste fino al 2031 ed effettive fino al 2022, e per le imprese distributrici fino a 100.000 utenti, in relazione alle tempistiche per la conclusione del piano di installazione (previsto entro il 2025 per tali imprese). Le stime delle principali imprese prevedono la messa in servizio di circa 38,6 milioni di misuratori entro la fine del 2024.

A partire dal 1° gennaio 2022 l'impresa distributtrice Megareti, operante nei Comuni di Verona e Grezzana (VR), ha ampliato il proprio perimetro territoriale di distribuzione e misura dell'energia elettrica al territorio del Comune di Vicenza, modificando la ragione sociale in V-reti e acquisendo l'attività di distribuzione e misura in capo a Servizi a Rete: con la delibera 6 febbraio 2024, 34/2024/R/eel, in conseguenza del trasferimento di ramo d'azienda ex Servizi a Rete nel Comune di Vicenza, l'Autorità ha approvato l'aggiornamento straordinario presentato da V-reti e relativo al Piano di Messa in Servizio del sistema di *smart metering* 2G (PMS2) di Megareti già approvato con delibera 28 giugno 2021, 269/2021/R/eel.

Per quanto riguarda l'implementazione delle predette disposizioni, con la delibera 27 dicembre 2024, 584/2024/R/eel, l'Autorità ha determinato, per l'impresa distributtrice Ireti, la penalità per mancato raggiungimento di un numero (cumulato) minimo di misuratori 2G previsti fino al 2021 nel PMS2 approvato dall'Autorità, tenendo conto

che la stessa Ireti non ha recuperato il mancato raggiungimento del numero minimo di misuratori 2G nel corso del 2023 come reso possibile dalla delibera 306/2019/R/eel, essendo il 2022 sterilizzato ai fini di tali verifiche a causa degli effetti della pandemia da Covid-19 e della carenza di semiconduttori.

Adeguatezza della capacità e sicurezza del sistema

Modifica della disciplina e delle disposizioni tecniche di funzionamento del Mercato della capacità

Il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, ha previsto l'istituzione di un sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di generazione di energia elettrica (Mercato della capacità), 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.

Il citato decreto ha stabilito, da un lato, che l'Autorità definisca i criteri e le condizioni in base ai quali Terna elabori una proposta di disciplina del Mercato della capacità e, dall'altro lato, che tale proposta sia approvata dal Ministro dello sviluppo economico – ora Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica – con proprio decreto, sentita l'Autorità. Per una più dettagliata descrizione del quadro normativo di riferimento del Mercato della capacità, si rinvia al Capitolo 2, Volume 2, delle *Relazioni Annuali* 2017, 2018, 2019, 2020 e 2021.

Nel corso dell'anno 2024 si sono tenute due procedure concorsuali, relative agli anni di consegna 2025 e 2026. Lo svolgimento delle citate procedure è stato preceduto da un articolato processo amministrativo che ha condotto a rilevanti modifiche della disciplina del Mercato della capacità e delle relative disposizioni tecniche di funzionamento.

Tra marzo e maggio 2023, Terna ha:

- trasmesso al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica le proprie valutazioni sulle condizioni di adeguatezza del sistema elettrico italiano;
- proposto di svolgere nuove aste del Mercato della capacità, apportando alcuni cambiamenti alla normativa relativa, con l'obiettivo, tra l'altro, di incentivare l'adeguamento degli impianti termoelettrici – diversi da quelli a carbone – dotati di sistemi di raffreddamento ad acqua, attraverso interventi che permettano di ridurre la dipendenza dalla disponibilità e dalla temperatura dell'acqua (c.d. *retrofitting*).

Facendo seguito alle comunicazioni di Terna, il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, con l'atto di indirizzo del 12 luglio 2023, ha richiesto a Terna di formulare una proposta di modifica della disciplina funzionale a promuovere gli interventi di *retrofitting*.

Proposte di modifica alla disciplina del Mercato della capacità

Nel mese di marzo 2024, previa consultazione, Terna ha inviato al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e all'Autorità le proposte di modifica:

- alla disciplina per le procedure concorsuali relative agli anni di consegna successivi al 2024 (proposta di disciplina *post* 2024);
- alle discipline riguardanti le procedure concorsuali aventi ad oggetto gli anni di consegna 2022, 2023 e 2024.

Le principali modifiche contenute nella proposta di disciplina *post* 2024 riguardano:

- l'introduzione di nuove modalità di calcolo e di remunerazione della capacità disponibile in probabilità (CDP) degli impianti termici, strutturate come segue:
 - per ciascuno degli impianti termoelettrici di maggiore potenza sarà calcolato un coefficiente di riduzione della CDP ulteriore rispetto a quelli determinati per le precedenti procedure concorsuali, definito sulla base del tasso di indisponibilità nelle ore critiche estive;
 - prima dello svolgimento di ciascuna asta, ogni operatore potrà comunicare, per ciascun impianto termoelettrico rilevante, la volontà di effettuare un intervento di *retrofitting* finalizzato all'adeguamento del sistema di raffreddamento;
 - l'operatore che non intenderà realizzare l'intervento di *retrofitting* potrà offrire in asta la CDP ridotta per tener conto del tasso di indisponibilità nelle ore critiche estive, mentre l'operatore che sarà intenzionato a compiere detto intervento potrà offrire in asta la CDP calcolata applicando la metodologia prevista nell'ambito delle precedenti procedure concorsuali;
 - nel caso dell'operatore che avrà comunicato l'intenzione di effettuare l'intervento di *retrofitting*, sino al suo completamento sarà remunerata una CDP inferiore rispetto a quella impegnata, mentre, in seguito allo stesso, l'operatore riceverà il corrispettivo fisso per l'intera CDP impegnata;
 - in fase di consegna, l'operatore di cui al precedente alinea sarà soggetto agli obblighi di offerta e di restituzione del corrispettivo variabile sulla CDP impegnata in esito all'asta;
- l'applicazione di un tasso di *derating* dedicato alle unità di produzione di tipo ciclo combinato di nuova realizzazione dotate di un sistema di raffreddamento esclusivamente ad acqua;
- l'individuazione di un sottoinsieme di mesi dell'anno classificati come critici per l'adeguatezza del sistema;
- rispetto agli obblighi di offerta, il superamento dell'inadempimento definitivo e della conseguente risoluzione contrattuale, mediante la sostituzione con l'inadempimento prolungato, che si verificherà in caso di inadempimento temporaneo protratto per un numero di mesi, anche non consecutivi, pari al minimo tra tre e il numero di mesi oggetto di impegno nel corso del medesimo anno o in caso di inadempimento in almeno uno dei mesi critici;
- in caso di inadempimento prolungato, l'esclusione dal riconoscimento del corrispettivo fisso, soltanto con riferimento ai mesi che hanno determinato l'inadempimento medesimo, e l'applicazione di una penale pari al 10% del citato corrispettivo;
- la possibilità di partecipare alle fasi di mercato successive all'asta madre (aste di aggiustamento e mercato secondario) con la capacità esistente non offerta nella menzionata asta;
- l'apertura delle aste di aggiustamento alla partecipazione della capacità nuova non autorizzata;
- per quanto attiene alle unità nuove, in ripotenziamento e da adeguare, la previsione che l'avvio dei lavori per la realizzazione, il ripotenziamento o l'adeguamento dell'unità sia successivo alla data di esecuzione della procedura concorsuale;

- l'introduzione di una penale pari all'1% del corrispettivo fisso mensile in caso di ritardi nell'entrata in esercizio commerciale della capacità di nuova realizzazione;
- con riferimento alla CDP nuova di unità di produzione rilevanti:
 - l'incremento dal 50% al 100% dell'obbligo di nomina o di offerta sui mercati dell'energia e dei servizi ancillari, in ciascuna ora di ogni anno di consegna e per ciascuna zona, fatte salve alcune franchigie;
 - in caso di violazione di detto obbligo, l'esclusiva applicazione di una penale pari alla differenza tra il premio relativo alla fase del mercato in cui è stata assegnata la capacità per cui non è stato soddisfatto l'obbligo e il premio marginale per la capacità esistente relativo all'anno oggetto di verifica;
- in relazione alla CDP nuova di unità di produzione non rilevanti:
 - l'incremento dal 50% al 100% della potenza media in immissione che dovrà essere garantita in ciascun anno di consegna e per ciascuna zona, almeno nell'80% delle ore in cui si registrerà un prezzo del mercato del giorno prima maggiore del prezzo di esercizio;
 - in caso di violazione di tale obbligo, l'esclusiva applicazione di una penale pari al 10% del premio annuale dell'ultima fase di mercato;
- l'introduzione della facoltà di recesso dal contratto, che potrà essere esercitata dagli assegnatari pagando un importo pari al 10% del prodotto tra la CDP oggetto di recesso, il premio massimo annuo definito per la corrispondente tipologia di CDP e il numero di anni della durata residua del contratto;
- l'eliminazione del livello standard efficiente triennale di indisponibilità programmata, ai fini del calcolo delle manutenzioni programmate valide per l'esonero dall'obbligo di versare il corrispettivo variabile;
- la possibilità di cambiare la nomina *post* asta fino a sei mesi prima dell'inizio del periodo di consegna;
- il posticipo del termine ultimo per la presentazione delle dichiarazioni sul conseguimento dei titoli abilitativi per le unità di produzione non autorizzate;
- l'integrazione della disciplina con un allegato dedicato alle dichiarazioni ai fini delle verifiche antimafia.

Le proposte di modifica alle discipline riguardanti le procedure concorsuali aventi ad oggetto gli anni di consegna 2022-2024 sono finalizzate a consentire, su richiesta dell'assegnatario, l'applicazione di alcune novità della proposta di disciplina *post* 2024 anche alla capacità contrattualizzata nelle aste già svolte.

Con la delibera 16 aprile 2024, 145/2024/R/eel, l'Autorità ha verificato positivamente le proposte di modifica alla disciplina sopra descritte, le quali sono state successivamente approvate dal Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica con il decreto ministeriale 9 maggio 2024, n. 180.

Proposte di modifica alle disposizioni tecniche di funzionamento

La disciplina del Mercato della capacità definisce le disposizioni tecniche di funzionamento come i documenti che includono i criteri e le metodologie per la determinazione del corrispettivo variabile, del processo di nomina, degli inadempimenti e delle informazioni elencate al comma 13.2 della disciplina medesima, nonché i valori determinati sulla base delle metodologie medesime. Gli aspetti relativi al corrispettivo variabile, al processo di nomina e agli inadempimenti sono stati sinora indicati da Terna nelle c.d. disposizioni tecniche di funzionamento n. 1, mentre la parte restante dei criteri, delle metodologie e dei valori nelle c.d. disposizioni tecniche di funzionamento n. 2.

Nel mese di marzo 2024, tenendo conto degli esiti di una preventiva consultazione, Terna ha trasmesso al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e all'Autorità le proposte di disposizioni tecniche di funzionamento per le procedure concorsuali relative agli anni successivi al 2024.

Con la delibera 16 aprile 2024, 145/2024/R/eel, l'Autorità ha, tra l'altro:

- verificato positivamente la proposta di disposizioni tecniche di funzionamento n. 1 per le procedure concorsuali relative agli anni successivi al 2024, che include gli adattamenti necessari a tenere conto delle novità contenute nella proposta di disciplina *post* 2024;
- rimandato a successivo provvedimento la verifica di conformità della proposta di disposizioni tecniche di funzionamento n. 2 per le procedure concorsuali relative agli anni successivi al 2024 (DTF 2 *post* 2024), per incompletezza delle disposizioni medesime;
- previsto l'invio, da parte di Terna al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e all'Autorità, della proposta delle disposizioni tecniche di funzionamento n. 1 da adottare in caso di esercizio della facoltà di applicazione retroattiva della disciplina *post* 2024, dato che le disposizioni tecniche di funzionamento n. 1 allora vigenti presentavano elementi di incoerenza con detta applicazione.

Con la delibera 14 maggio 2024, 185/2024/R/eel, l'Autorità si è espressa favorevolmente in merito alla seconda proposta di DTF 2 *post* 2024, comprensiva dei valori determinati sulla base delle metodologie definite nelle medesime disposizioni tecniche di funzionamento e riferiti alla procedura concorsuale avente ad oggetto l'anno di consegna 2025.

A seguito della trasmissione da parte di Terna, l'Autorità, con la delibera 16 luglio 2024, 294/2024/R/eel, ha inoltre verificato positivamente le proposte delle disposizioni tecniche di funzionamento n. 1 relative alle procedure concorsuali aventi ad oggetto gli anni di consegna 2022-2024 valide in caso di esercizio della facoltà di applicazione retroattiva di norme *post* 2024, evidenziando, tuttavia, l'esigenza di superare alcune incoerenze con le relative discipline di riferimento e di correggere alcuni riferimenti.

Tra i mesi di luglio e settembre 2024, Terna ha trasmesso al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e all'Autorità l'allegato alle disposizioni tecniche di funzionamento n. 2 con i valori riferiti alle procedure concorsuali aventi ad oggetto gli anni di consegna 2026 e 2027. L'Autorità si è espressa favorevolmente in merito, rispettivamente con le delibere 29 agosto 2024, 353/2024/R/eel, e 29 ottobre 2024, 441/2024/R/eel.

Parametri economici del Mercato della capacità

Con il decreto ministeriale 5 settembre 2024, n. 180, il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica ha approvato la disciplina del Mercato della capacità ai fini dello svolgimento delle procedure concorsuali per gli anni di consegna 2025, 2026, 2027 e 2028.

Il combinato disposto della delibera 21 luglio 2011, ARG/elt 98/11, e della disciplina del Mercato della capacità stabilisce che l'Autorità pubblichi i seguenti parametri economici per ciascuna procedura concorsuale:

- il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità produttiva nuova (per 15 anni, se richiesto dal partecipante), che viene applicato anche alla capacità afferente alle unità di consumo e alla capacità produttiva da adeguare per effetto di provvedimenti amministrativi (per un anno);

- il valore del premio associato al punto centrale di ciascuna curva di domanda;
- il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità produttiva esistente e, in caso di differenziazione, il valore del premio massimo offribile con riferimento alla medesima capacità (per un anno); detti valori sono applicati anche alla capacità estera (per un anno);
- l'importo minimo di investimento per unità di capacità che, in caso di accettazione in esito all'asta del Mercato della capacità, deve essere sostenuto dall'operatore per poter beneficiare di un contratto di 15 anni in relazione alla propria capacità di produzione nuova;
- i parametri per la definizione del prezzo di esercizio.

Inoltre, la delibera ARG/elt 98/11 prevede che una percentuale non inferiore al 70% dell'onere netto di approvvigionamento della capacità sia allocato sul prelievo degli utenti del dispacciamento nelle ore di picco del sistema. La citata percentuale, che è da considerare nel novero dei parametri economici, è stata fissata al 70% per gli anni di consegna 2022, 2023, 2024 e 2025.

In esito alla consultazione avviata con il documento 26 marzo 2024, 102/2024/R/eel, l'Autorità, con la delibera 23 maggio 2024, 199/2024/R/eel, ha fissato i parametri economici delle procedure concorsuali del Mercato della capacità per gli anni di consegna 2025, 2026, 2027 e 2028. Ai sensi di quest'ultimo provvedimento:

- il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità produttiva nuova è definito sulla base del limite superiore del costo fisso della tecnologia di punta (turbogas a ciclo aperto) ed è pari a:
 - 85.000 euro/MW/anno per la procedura concorsuale avente ad oggetto il periodo di consegna 2025;
 - 86.000 euro/MW/anno per le procedure concorsuali aventi ad oggetto i periodi di consegna 2026, 2027 e 2028;
- il premio associato al punto centrale di ciascuna curva è definito sulla base del limite inferiore del costo fisso della tecnologia di punta ed è pari a:
 - 71.000 euro/MW/anno per la procedura concorsuale avente ad oggetto il periodo di consegna 2025;
 - 72.000 euro/MW/anno per le procedure concorsuali aventi ad oggetto i periodi di consegna 2026 e 2027;
 - 73.000 euro/MW/anno per la procedura concorsuale avente ad oggetto il periodo di consegna 2028;
- il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità produttiva esistente è definito in funzione dei costi fissi evitabili della tecnologia prevalente nel parco produttivo italiano (ciclo combinato) ed è pari a 45.000 euro/MW/anno, 46.000 euro/MW/anno, 47.000 euro/MW/anno e 48.000 euro/MW/anno per le procedure concorsuali aventi ad oggetto, rispettivamente, i periodi di consegna 2025, 2026, 2027 e 2028;
- l'importo minimo di investimento è pari a 215.000 euro/MW;
- i parametri per la determinazione del prezzo di esercizio sono fissati secondo un approccio tale da consentire a detto prezzo di risultare rappresentativo del costo variabile della tecnologia di punta, prevedendo, tra l'altro, l'indicizzazione giornaliera dei valori rilevanti del gas naturale e delle emissioni, la riduzione del consumo specifico standard di gas naturale e la modifica delle modalità di calcolo del costo standard di logistica nazionale considerato nella componente gas naturale;
- la quota dell'onere netto da allocare sulle ore di picco è pari al 70% fino al 2028.

Esiti delle aste madri del Mercato della capacità per gli anni di consegna 2025 e 2026

Nei giorni 25 e 26 luglio 2024 si è svolta l'asta madre del Mercato della capacità relativa al periodo di consegna 2025, mentre il giorno 18 dicembre 2024 quella riguardante il periodo di consegna 2026.

Dai rendiconti pubblicati da Terna in relazione alle aste madri per gli anni di consegna 2025 e 2026 emerge, tra l'altro, che:

- la spesa complessiva per premi è pari a circa 1,72 e 1,82 miliardi di euro rispettivamente per gli anni 2025 e 2026, al netto dei premi per la capacità nuova già assegnata con le aste precedenti per un periodo quindicennale che include gli anni di consegna 2025 e 2026;
- la capacità esistente selezionata è pari a circa 37,6 e 38,3 GW rispettivamente per gli anni 2025 e 2026 e i relativi premi di equilibrio sono pari ai rispettivi valori massimi del premio riconoscibile alla capacità esistente (45.000 e 46.000 euro/MW/anno) in tutte le aree;
- circa 1 GW della capacità esistente riguarda impianti termoelettrici per i quali è stato assunto l'impegno a realizzare interventi di *retrofitting*, funzionali a incrementarne la disponibilità nelle ore critiche estive;
- la capacità nuova selezionata – interamente autorizzata – è pari a circa 0,2 e 0,1 GW rispettivamente per gli anni 2025 e 2026 e i corrispondenti premi di equilibrio sono pari a 67.500 e 56.160 euro/MW/anno;
- in entrambe le aste la capacità estera selezionata è pari a circa 4,4 GW, con premi riconosciuti differenziati tra le diverse aree estere (tra circa 3.500 e circa 4.800 euro/MW/anno per l'anno 2025 e tra 4.500 e 11.200 euro/MW/anno per l'anno 2026);
- la capacità nuova selezionata nell'asta 2025 include 89 MW di accumuli elettrochimici e 85 MW di ripotenziamento termoelettrico a ciclo combinato, mentre quella selezionata nell'asta 2026 comprende, tra l'altro, 84 MW di accumuli elettrochimici, 42 MW di ripotenziamento termoelettrico a ciclo combinato e 10 MW di eolico.

Parere al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica sullo schema di decreto ministeriale relativo al divieto di cumulo degli incentivi erogati dal Gestore dei servizi energetici con la remunerazione del Mercato della capacità

Con il decreto ministeriale 5 luglio 2024, n. 248, il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, previo parere dell'Autorità 1° luglio 2024, 265/2024/l/eel, ha modificato il decreto ministeriale 28 giugno 2019 in relazione al divieto di cumulo degli incentivi erogati dal GSE, stabilendo che:

- con la rinuncia agli incentivi e ai servizi erogati dal GSE che, ai sensi della disciplina del Mercato della capacità, non sono cumulabili con la remunerazione del medesimo mercato, resti fermo l'obbligo del beneficiario degli incentivi, nel caso di meccanismi incentivanti nella forma di contratti per differenza a due vie, di restituzione, per ciascun periodo rilevante, delle eventuali somme dovute al GSE in esecuzione di quanto previsto dalla convenzione tra il GSE e il beneficiario medesimo;
- la previsione di cui al precedente alinea si applichi alle procedure concorsuali riguardanti gli anni di consegna 2025, 2026, 2027 e 2028;
- le società che hanno presentato richiesta di partecipazione alla procedura concorsuale per l'anno di consegna 2025, impegnandosi a rinunciare all'incentivo erogato dal GSE, possano modificare tale impegno secon-

do modalità e tempistiche fissate da Terna, la quale è tenuta ad assicurare uno svolgimento ordinato della procedura concorsuale e delle attività che la precedono.

Parere al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica sullo schema di decreto ministeriale per la modifica della disciplina del Mercato della capacità

Con il decreto ministeriale 17 ottobre 2024, n. 359, il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, previo parere dell'Autorità 3 ottobre 2024, 396/2024/I/eel, ha disposto la modifica della disciplina del Mercato della capacità, prevedendo che:

- le disposizioni riguardanti la definizione di "Unità di produzione da adeguare" non si applichino alle procedure concorsuali per l'approvvigionamento di capacità svolte successivamente all'entrata in vigore del medesimo decreto;
- Terna consideri, nella definizione della curva di offerta di ciascuna procedura concorsuale successiva all'entrata in vigore del decreto, una stima del contributo all'adeguatezza derivante dall'evoluzione stimata in modo prudenziale della nuova capacità di generazione da fonti rinnovabili e di accumulo elettrico che non partecipa alla procedura e che entrerà in esercizio tra la data di esecuzione della stessa e l'inizio del relativo anno di consegna.

Sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico

Nel mese di aprile 2024 è stata resa pubblica la decisione SA.104106 del 21 dicembre 2023, con la quale la Commissione europea ha approvato il nuovo meccanismo di approvvigionamento a termine della capacità di stoccaggio elettrico, previsto dall'art. 18 del decreto legislativo n. 210/2021 (MACSE), ritenendolo conforme alle norme dell'Unione europea sugli aiuti di Stato.

La Commissione europea ha evidenziato, tra l'altro, che:

- la misura favorisce lo sviluppo dell'attività economica legata all'installazione degli impianti di stoccaggio dell'energia elettrica;
- il regime è ritenuto necessario e adeguato ad accelerare gli investimenti nel settore, supportando al contempo le principali iniziative politiche dell'Unione europea, come il *Green Deal* europeo e il pacchetto *Fit for 55*;
- il meccanismo è proporzionato, in quanto l'entità del sostegno è commisurata alle effettive necessità di finanziamento, e saranno adottate misure di salvaguardia, tra cui una procedura di gara competitiva per l'assegnazione degli aiuti, al fine di limitarli al minimo indispensabile;
- gli aiuti hanno un effetto di incentivazione, poiché gli impianti di stoccaggio sovvenzionati non sarebbero economicamente sostenibili senza il contributo pubblico;
- i benefici derivanti dagli aiuti superano eventuali effetti distorsivi sulla concorrenza e sugli scambi nel mercato interno.

Tenendo conto dei criteri e delle condizioni definite dall'Autorità con la delibera 6 giugno 2023, 247/2023/R/eel, e degli impegni assunti dallo Stato italiano con la Commissione europea ai fini dell'adozione della decisione

SA.104106, Terna, previa consultazione, ha predisposto e trasmesso per l'approvazione la proposta di disciplina (MACSE), ai sensi del decreto legislativo n. 210/2021.

Con il decreto ministeriale 10 ottobre 2024, n. 346, tra l'altro:

- è stata approvata la menzionata proposta, limitatamente all'approvvigionamento a termine di nuova capacità attraverso la prima asta dedicata alle batterie a ioni di litio e alle tecnologie di stoccaggio elettrico diverse dalle batterie agli ioni di litio e dall'accumulo idroelettrico;
- è stato previsto che Terna elabori e presenti al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica la proposta di modifica della disciplina relativamente alle modalità e alle condizioni per la partecipazione dell'accumulo idroelettrico al meccanismo di approvvigionamento.

Per ulteriori dettagli in merito al quadro normativo di riferimento del MACSE, si rinvia al Capitolo 2, Volume 2, della *Relazione Annuale 2023*.

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

Con l'atto di indirizzo 1° settembre 2022, adottato ai sensi dell'art. 5-*bis* del decreto legge 25 febbraio 2022, n. 14, il Ministro della transizione ecologica aveva tra l'altro stabilito che:

- Terna predisponesse e avviasse il programma di massimizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati con combustibili diversi dal gas naturale;
- l'Autorità definisse le modalità di partecipazione al mercato degli impianti interessati e il relativo regime di remunerazione.

Per gli impianti rilevanti, l'Autorità ha dato seguito al combinato disposto dell'art. 5-*bis* del DL n. 14/2022 e dell'atto di indirizzo 1° settembre 2022 con la delibera 13 settembre 2022, 430/2022/R/eel. Per maggiori dettagli sugli atti normativi su cui è stato fondato il programma di massimizzazione, definitivamente conclusosi il 30 settembre 2023, si rinvia al Capitolo 2, Volume 2, delle *Relazioni Annuali* sull'attività svolta negli anni 2022 e 2023.

In esito alla consultazione postuma di cui alla delibera 13 settembre 2022, 430/2022/R/eel, con la delibera 26 marzo 2024, 99/2024/R/eel, l'Autorità ha:

- confermato le disposizioni della delibera 430/2022/R/eel in merito alla determinazione del costo variabile riconosciuto, ai vincoli di offerta, ai criteri per il reintegro dei costi, alla trasparenza sulla massimizzazione e al regime di remunerazione degli impianti interessati essenziali a regime di reintegrazione;
- accolto la richiesta, riferita agli impianti rilevanti inclusi nel programma di massimizzazione, di applicare il regime di remunerazione di cui alla delibera 430/2022/R/eel sia sulla produzione netta di energia elettrica immessa in rete, sia su quella prodotta e consumata in sistemi semplici di produzione e consumo, in quanto in grado di concorrere alla riduzione della produzione elettrica da gas naturale.

Per quanto attiene al perimetro dell'energia elettrica soggetta al regime di remunerazione ex delibera 430/2022/R/eel, l'Autorità:

- nel caso di impianti interessati essenziali a regime di reintegrazione, ha previsto che:

- i ricavi per la determinazione del corrispettivo di reintegrazione includano, per ciascun periodo rilevante, il prodotto tra la produzione di energia elettrica consumata in sito nell'ambito di sistemi semplici di produzione e consumo – al netto dei consumi per i servizi ausiliari di produzione – e la valorizzazione convenzionale pari alla somma tra il prezzo unico nazionale (PUN), i corrispettivi unitari denominati $CU_{Sf,m}^{reti}$ e $CU_{Sf,m}^{ogs}$ di cui al Testo integrato scambio sul posto calcolati per la rispettiva tipologia di utenza in prelievo e i corrispettivi unitari di cui agli artt. 23-bis, 25-bis e 25-ter del Testo integrato *settlement* ove applicabili per la rispettiva tipologia di utenza in prelievo (c.d. valorizzazione convenzionale);
- i costi per la determinazione del corrispettivo di reintegrazione includano, per ciascun periodo rilevante, il prodotto tra il costo variabile riconosciuto e la produzione di energia elettrica consumata in sito nell'ambito di sistemi semplici di produzione e consumo, al netto dei consumi per i servizi ausiliari di produzione;
- ai fini del calcolo dei costi fissi rilevanti per la definizione del corrispettivo di reintegrazione, la produzione di energia elettrica immessa e consumata in sistemi di distribuzione chiusi e la produzione di energia elettrica consumata in sito nell'ambito di sistemi semplici di produzione e consumo, al netto dei consumi per i servizi ausiliari di produzione, siano equiparate alla produzione di energia elettrica immessa nella rete di trasmissione nazionale;
- per la determinazione del margine di contribuzione rilevante per il calcolo del corrispettivo di reintegrazione, la produzione di energia elettrica immessa e consumata in sistemi di distribuzione chiusi, al netto dei consumi per i servizi ausiliari di produzione, sia equiparata alla produzione di energia elettrica immessa nella rete di trasmissione nazionale;
- nel caso di impianti interessati che, contestualmente, sono diversi da quelli essenziali a regime di reintegrazione e producono energia elettrica che, al netto dei consumi per i servizi ausiliari di produzione, viene, in parte o integralmente, consumata in sito nell'ambito di sistemi semplici di produzione e consumo, ha stabilito che:
 - con riferimento alla citata energia elettrica, Terna riconosca all'utente del dispacciamento di ciascuna unità di produzione dei menzionati impianti un corrispettivo pari, in ciascun periodo rilevante, alla differenza, se positiva, tra il costo variabile riconosciuto dell'unità considerata e la valorizzazione convenzionale;
 - ove sia esercitata la facoltà di richiedere la reintegrazione dei costi fissi, con le limitazioni previste per il riconoscimento di detti costi in relazione agli impianti considerati, il corrispettivo di reintegrazione sia determinato applicando le disposizioni sopra descritte in relazione agli impianti interessati essenziali a regime di reintegrazione la cui produzione netta di energia elettrica è consumata in sito nell'ambito di sistemi semplici di produzione e consumo e includendo il corrispettivo citato al precedente capoverso tra i ricavi;
- per gli impianti interessati che, contestualmente, sono diversi da quelli essenziali a regime di reintegrazione e producono energia elettrica che, al netto dei consumi per i servizi ausiliari di produzione, viene immessa e consumata in sistemi di distribuzione chiusi, ha previsto che, ove sia esercitata la facoltà di richiedere la reintegrazione dei costi fissi, il corrispettivo di reintegrazione sia calcolato applicando le disposizioni sopra descritte in relazione agli impianti interessati essenziali a regime di reintegrazione la cui produzione netta di energia elettrica è immessa e consumata in sistemi di distribuzione chiusi.

Nel corso del 2024, con le delibere 23 aprile 2024, 153/2024/R/eel, 8 maggio 2024, 168/2024/R/eel, 4 giugno 2024, 219/2024/R/eel, 11 giugno 2024, 226/2024/R/eel, 25 giugno 2024, 251/2024/R/eel, 2 luglio 2024, 270/2024/R/eel, e 30 luglio 2024, 330/2024/R/eel, l'Autorità si è espressa in merito alle istanze formulate da alcuni utenti del dispacciamento di impianti di produzione alimentati da bioliquidi sostenibili e biomasse solide, per la modifica di parametri tecnico-economici rilevanti per la determinazione del costo variabile riconosciuto delle relative unità. In particolare, le menzionate delibere hanno riguardato le unità di produzione degli impianti Airasca_2, Aria UL1, BiOlevano Biomassa, Biomassa Rignano, Biomasse Russi, Centrale a biomasse Bando D'Argenta,

Centrale elettrica a biomassa di Serramanna, Crotone 2, Enna, Everfalesia, Finale Emilia Biomassa, Generazione elettrica da lignina, Guarcino, Mercure, Powercrop Macchiareddu, Rende Ecosesto, S. Agata Biomassa, Sictet, Strongoli, T. Energy, Termoli 2 e Zignago Power.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Modifiche e integrazioni alla delibera 111/06, in vista dell'avvio della fase transitoria del Testo integrato del dispacciamento elettrico

Con la delibera 345/2023/R/eel, l'Autorità ha approvato il TIDE a valere dal giorno 1° gennaio 2025 e abrogato, a decorrere dalla stessa data, la delibera 111/06, a eccezione delle parti attinenti alla regolazione degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico. Successivamente, con la delibera 304/2024/R/eel, sono state apportate alcune modifiche al TIDE, delineando un percorso di implementazione graduale a tre fasi. La prima di esse, denominata fase transitoria, è iniziata lo scorso 1° gennaio 2025 e si concluderà il 31 gennaio 2026.

Con la delibera 15 ottobre 2024, 409/2024/R/eel, l'Autorità ha modificato e integrato la delibera 111/06 per assicurare che la regolazione degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico sia coerente con le disposizioni del TIDE valide per la fase transitoria, tenendo altresì conto del superamento delle *Complementary Regional Intraday Auction* a seguito dell'avvio delle *Intraday Auction* sulle frontiere italiane.

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

La delibera 111/06 stabilisce che, annualmente, venga calcolato un corrispettivo destinato a reintegrare i costi di ciascun impianto essenziale ammesso al regime di reintegrazione. Tale corrispettivo è definito come differenza tra i costi di produzione riconosciuti all'impianto e i ricavi conseguiti nel periodo in cui lo stesso è inserito nell'elenco degli impianti essenziali. In base a quanto previsto dal menzionato provvedimento, l'utente del dispacciamento di un impianto percepisce il corrispettivo da Terna se il suo valore risulta positivo, mentre, in caso contrario, è tenuto a versarlo a Terna.

Nel 2024 l'Autorità ha determinato l'importo del corrispettivo di reintegrazione con riferimento agli impianti:

- Montemartini (delibera 8 maggio 2024, 166/2024/R/eel) di Acea Energia, Biopower Sardegna (delibera 16 luglio 2024, 293/2024/R/eel) di Alperia Trading, Portoferraio (delibera 6 febbraio 2024, 32/2024/R/eel) di Enel Produzione, e Fiumesanto (delibera 20 febbraio 2024, 44/2024/R/eel) di EP Produzione, in relazione all'anno 2019;
- Brindisi Sud (delibera 29 ottobre 2024, 440/2024/R/eel), Porto Empedocle (delibera 19 novembre 2024, 485/2024/R/eel) e Sulcis (delibera 5 novembre 2024, 460/2024/R/eel) di Enel Produzione, e Centrale di Modugno (delibera 8 ottobre 2024, 399/2024/R/eel) di Sorgenia, rispetto all'anno 2020.

L'Autorità ha definito l'importo del corrispettivo tenendo conto delle relazioni di Terna, che illustrano gli esiti delle verifiche sulla conformità del margine di contribuzione calcolato dall'utente del dispacciamento rispetto

a quanto previsto dalla disciplina sull'essenzialità. Inoltre, per quanto riguarda l'impianto Centrale di Modugno, il corrispettivo di reintegrazione è stato calcolato escludendo dai costi fissi rendicontati da Sorgenia, gli oneri relativi alla prenotazione della capacità di trasporto gas, in quanto la componente standard del costo variabile riconosciuto a copertura del costo del combustibile è già comprensiva degli oneri per la logistica.

Acconti sui corrispettivi di reintegro

Gli utenti del dispacciamento titolari di impianti ammessi al regime di reintegrazione possono risultare esposti a livello finanziario a causa della differenza positiva tra le uscite relative ai costi sostenuti e le entrate riferibili ai ricavi già percepiti. Al fine di mitigare l'impatto finanziario appena descritto, l'Autorità ha disposto l'erogazione di un acconto del corrispettivo:

- per l'anno 2022, in relazione agli impianti Montemartini (delibera 5 novembre 2024, 461/2024/R/eel) di Acea Energia, e Centrale elettrica di Capri (delibera 5 marzo 2024, 65/2024/R/eel) di SIPPIC;
- per l'anno 2023, rispetto agli impianti Biopower Sardegna (delibera 12 novembre 2024, 469/2024/R/eel) di Alperia Trading, Assemini (delibera 19 novembre 2024, 486/2024/R/eel), Porto Empedocle (delibera 26 novembre 2024, 502/2024/R/eel), Portoferraio (delibera 10 dicembre 2024, 541/2024/R/eel) e Sulcis (delibera 3 dicembre 2024, 520/2024/R/eel) di Enel Produzione, Sarlux (delibera 26 novembre 2024, 503/2024/R/eel) di Saras Energy Management, e Centrale elettrica di Capri (delibere 23 luglio 2024, 308/2024/R/eel, e 3 dicembre 2024, 519/2024/R/eel) di SIPPIC;
- per l'anno 2024, con riferimento agli impianti Sulcis (delibera 10 dicembre 2024, 542/2024/R/eel) di Enel Produzione, e Sarlux (delibere 19 novembre 2024, 487/2024/R/eel, e 10 dicembre 2024, 537/2024/R/eel) di Saras Energy Management.

Inoltre, per consentire a Terna di acquisire risorse idonee a compensare, almeno in parte, le erogazioni concesse all'applicazione del regime di reintegrazione agli impianti essenziali, con la delibera 12 novembre 2024, 470/2024/R/eel, l'Autorità ha disposto che Alperia Trading versi a Terna un acconto del corrispettivo per l'anno 2022, in relazione all'impianto Biopower Sardegna, nella misura in cui i ricavi conseguiti dall'impianto hanno superato i relativi costi di produzione.

Ammissione al regime di reintegrazione dei costi

Con la delibera 2 aprile 2024, 116/2024/R/eel, a conclusione dell'istruttoria avviata con la delibera 28 dicembre 2023, 629/2023/R/eel, l'Autorità ha rigettato l'istanza di ammissione alla reintegrazione dei costi dell'impianto Biopower Sardegna avanzata da Alperia Trading per l'anno 2024.

In particolare, previo approfondimento dei contenuti della citata istanza e tenuto conto delle informazioni rese da Terna in merito alla programmazione dell'impianto Biopower Sardegna e al servizio per il quale lo stesso è risultato essenziale, l'Autorità ha ritenuto preferibile, in termini di beneficio atteso per il consumatore, evitare di assoggettare l'impianto Biopower Sardegna al regime di reintegrazione dei costi per l'anno 2024, prevedendo altresì l'esclusione dello stesso dall'elenco degli impianti essenziali ex delibera 111/06.

Con riferimento all'anno 2025, L'Autorità ha ammesso al regime di reintegrazione dei costi ex delibera 111/06 gli impianti essenziali San Filippo del Mela 220kV di A2A Energiefuture (delibera 27 dicembre 2024, 581/2024/R/eel), Assemini e Sulcis di Enel Produzione (delibera 27 dicembre 2024, 578/2024/R/eel), Trapani Turbogas di EP Pro-

duzione (delibera 27 febbraio 2024, 52/2024/R/eel) e Sarlux di Saras Energy Management (delibera 27 dicembre 2024, 580/2024/R/eel).

Per quanto attiene all'impianto Trapani Turbogas, l'Autorità ha valutato positivamente l'istanza con la quale EP Produzione ne ha richiesto l'ammissione al regime di reintegrazione per l'anno 2025 con tempistiche anticipate rispetto alle ordinarie scadenze previste dalla disciplina sull'essenzialità. A riguardo, EP Produzione ha rappresentato all'Autorità la necessità di pianificare per tempo interventi sull'impianto, da eseguire in parte nel 2025 e volti ad assicurarne l'integrità e la disponibilità, richiedendo, ai fini dell'applicazione del regime di reintegrazione, che i nuovi cespiti siano soggetti ad ammortamento accelerato.

Relativamente alla centrale San Filippo del Mela, l'Autorità ha accolto l'istanza di ammissione alla reintegrazione per l'anno 2025 presentata da A2A Energiefuture limitatamente all'impianto San Filippo del Mela 220kV, essendo quest'ultimo l'unico impianto della centrale incluso nell'elenco degli impianti essenziali ex delibera 111/06 per il citato anno. Inoltre, al fine di consentire l'esecuzione nel 2025 di interventi di adeguamento finalizzati al prolungamento della vita utile dell'impianto e al miglioramento della relativa disponibilità, l'Autorità, su richiesta di A2A Energiefuture, ha autorizzato l'ammortamento accelerato dei cespiti che, contestualmente, siano rilevanti per la determinazione del corrispettivo di reintegrazione e risultino ricompresi nel novero dei menzionati interventi.

Infine, con le delibere 27 febbraio 2024, 53/2024/R/eel, e 27 dicembre 2024, 582/2024/R/eel, l'Autorità ha rispettivamente ammesso alla reintegrazione, per il biennio 2025-2026, gli impianti Fumesanto e Montemartini. Per entrambi, su istanza dei relativi utenti del dispacciamento e previo parere di Terna in merito alla sussistenza delle condizioni di essenzialità per il citato biennio, l'Autorità ha assunto le proprie determinazioni con un anticipo tale da consentire la realizzazione di investimenti di adeguamento necessari a garantirne il regolare funzionamento, stabilendo specifiche norme in merito all'ammortamento accelerato di detti investimenti.

Regime ordinario e regime di reintegrazione

Per ciascuna unità di produzione appartenente a impianti essenziali in regime ordinario, Terna corrisponde all'utente del dispacciamento un importo pari alla differenza, qualora positiva, tra il costo variabile riconosciuto dell'unità e il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta sul mercato del giorno prima, limitatamente alle ore in cui e alle quantità per cui l'unità risulta essenziale.

Diversamente, per gli impianti essenziali sottoposti al regime di reintegrazione, il corrispettivo è definito dall'Autorità come differenza tra i costi di produzione dell'impianto e i ricavi dallo stesso conseguiti. Se tale differenza è positiva, Terna eroga il corrispettivo all'utente interessato, mentre, se negativa, il corrispettivo è versato a Terna dall'utente.

In relazione all'unità di produzione dell'impianto Sarlux, con le delibere 2 luglio 2024, 269/2024/R/eel, e 1° ottobre 2024, 387/2024/R/eel, l'Autorità, ai fini della determinazione del relativo costo variabile riconosciuto per l'anno 2024, ha:

- approvato, con efficacia limitata al citato anno, le istanze avanzate da Axpo Italia per la modifica del valore della componente smaltimento e del criterio di valorizzazione del combustibile che alimenta l'impianto;
- rigettato la richiesta di variazione del consumo specifico del medesimo combustibile e dello standard di emissione.

Con la delibera 30 luglio 2024, 329/2024/R/eel, rispetto all'impianto Fumesanto, l'Autorità ha approvato, tra l'altro, le richieste avanzate da EP Produzione, per l'anno 2024, in merito ai criteri di valorizzazione della logistica nazionale del principale combustibile dell'impianto e alla componente a copertura dei costi per l'acquisto di energia elettrica, rigettando, invece, la parte dell'istanza volta a ottenere il riconoscimento di oneri di manutenzione mediante la valorizzazione di una specifica componente del costo variabile riconosciuto.

Per quanto concerne l'impianto Iges, soggetto al regime ordinario per l'anno 2024, l'Autorità, con la delibera 24 settembre 2024, 373/2024/R/eel, ha accolto l'istanza avanzata da Ital Green Energy per la modifica dei criteri di valorizzazione di parametri rilevanti per la determinazione del costo variabile riconosciuto, limitatamente al costo di certificazione dei bioliquidi che alimentano l'impianto. Con il medesimo provvedimento, l'Autorità ha altresì:

- definito criteri diversi da quelli richiesti dall'utente ai fini della valorizzazione, per l'anno 2024, dei bioliquidi e delle biomasse solide che alimentano l'impianto;
- adottato specifiche disposizioni per tenere conto, ai fini del calcolo del costo variabile riconosciuto e del corrispettivo di essenzialità, degli incentivi di cui beneficiano le unità di produzione dell'impianto.

Il quadro regolatorio generale della disciplina dell'essenzialità per l'anno 2025 riguardante il regime ordinario e quello di reintegrazione è stato definito con le delibere 29 ottobre 2024, 437/2024/R/eel, e 3 dicembre 2024, 515/2024/R/eel. Con tali provvedimenti l'Autorità ha, tra l'altro:

- modificato il criterio di valorizzazione della logistica nazionale del gas naturale, affinché possa maggiormente riflettere i costi del trasporto *lato sensu*, ivi inclusi gli oneri generali del sistema gas;
- approvato le proposte di Terna in merito agli standard tecnico-economici delle categorie tecnologia-combustibile delle unità di produzione termoelettriche (il rendimento standard, lo standard di emissione e i costi standard di smaltimento) e alle percentuali standard per la valorizzazione degli sbilanciamenti ai fini del calcolo del costo variabile riconosciuto;
- fissato il tasso di remunerazione del capitale rilevante per l'applicazione del regime di reintegrazione nell'anno 2025, secondo la metodologia di cui al comma 65.18 della delibera 111/06;
- definito specifici criteri, ai fini della remunerazione e della partecipazione al mercato elettrico, con riferimento alle unità di produzione di impianti che, contestualmente, siano soggetti ai regimi tipici di essenzialità e percepiscano incentivi ex decreto ministeriale 6 luglio 2012 o beneficino dello strumento dei prezzi minimi garantiti di cui alla delibera 9 aprile 2024, 132/2024/R/eel, relativa agli impianti di produzione alimentati da biogas e biomasse solide, o alla delibera 23 luglio 2024, 306/2024/R/eel, riferita agli impianti a bioliquidi.

Infine, con la delibera 515/2024/R/eel, l'Autorità, sulla base delle proposte formulate da Terna, ha fissato gli standard per la valorizzazione di alcune componenti del costo variabile riconosciuto delle unità di produzione degli impianti inclusi nell'elenco degli impianti essenziali per l'anno 2025 (San Filippo del Mela 220kV di A2A Energiefuture, Montemartini di Acea Energia, Assemini, Porto Empedocle e Sulcis di Enel Produzione, Fumesanto e Trapani Turbogas di EP Produzione, Iges di Ital Green Energy, Biopower Sardegna di Ottana Energia, Sarlux di Saras Energy Management). Per gli impianti ammessi al regime di reintegrazione, con il medesimo provvedimento sono stati inoltre approvati i parametri tecnici tipici per l'individuazione delle quantità strettamente necessarie a implementare i programmi sotto il profilo tecnico.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regime alternativo

Il regime alternativo di essenzialità, disciplinato dall'art. 65-*bis* della delibera 111/06, prevede la stipula di un contratto tra Terna e l'utente titolare di capacità essenziale. Rispetto ai regimi tipici dell'essenzialità di cui alla medesima delibera (regime ordinario e di reintegrazione dei costi), il regime alternativo è connotato da una configurazione semplificata di diritti e obblighi in capo all'utente del dispacciamento che opta per detto regime.

Con la delibera 437/2024/R/eel, sulla base delle informazioni fornite da Terna, l'Autorità ha determinato i valori dei parametri tecnico-economici per l'applicazione del regime alternativo nell'anno 2025 alla capacità essenziale nella disponibilità di A2A Energiefuture, Acea Energia, CVA Energie ed Enel Produzione.

In seguito, con la delibera 26 novembre 2024, 504/2024/R/eel, l'Autorità ha apportato alcune modifiche alla delibera 437/2024/R/eel, rispetto alla capacità essenziale di Enel Produzione, in considerazione della sua scelta di aderire al regime alternativo per quantità parziali.

Infine, preso atto delle adesioni al regime alternativo espresse dagli utenti del dispacciamento titolari di capacità essenziale (CVA Energie ed Enel Produzione), con la delibera 17 dicembre 2024, 556/2024/R/eel, l'Autorità ha approvato gli schemi contrattuali proposti da Terna per l'applicazione del citato regime nell'anno 2025.

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 (GME) 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 14 maggio 2024, 183/2024/R/com, sono stati approvati, tra l'altro, i costi a consuntivo sostenuti dal GME nel 2023 per l'attività di monitoraggio del mercato elettrico mentre, con la delibera 5 novembre 2024, 459/2024/R/com, sono stati approvati i costi a preventivo per l'anno 2025.

Con la delibera 27 dicembre 2024, 576/2024/R/eel, sono stati approvati sia i costi a consuntivo sostenuti da Terna nel 2023 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 2025.

La delibera 27 febbraio 2024, 60/2024/R/eel – che ha concluso l'istruttoria avviata con la delibera 475/2023/R/eel per approfondire le cause e per individuare possibili soluzioni in merito alle anomalie riscontrate nella formazione dei prezzi di sbilanciamento a seguito dell'avvio della partecipazione del sistema italiano alla piattafor-

ma europea di bilanciamento PICASSO –, ha dato mandato agli uffici competenti dell'Autorità di approfondire, nell'ambito del monitoraggio ai sensi del TIMM e con la cooperazione di Terna, gli standard e il processo di approvvigionamento delle riserve negli ultimi anni, giustificando la tendenza di riduzione preliminarmente identificata nell'ambito della istruttoria conclusa dalla suddetta delibera e verificando il rispetto dei requisiti del regolamento (UE) 1485/2017 della Commissione del 2 agosto 2017 che stabilisce orientamenti in materia di gestione del sistema di trasmissione dell'energia elettrica, del regolamento (UE) 943/2019 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 sul mercato interno dell'energia elettrica, del *Frequency Control Block Operational Agreement* (LCBOA) e del Codice di rete di Terna.

Con la delibera 8 ottobre 2024, 401/2024/R/eel, l'Autorità ha avviato un'indagine conoscitiva finalizzata alla valutazione degli esiti dei mercati elettrici ad asta con consegna a breve termine, nel biennio 2023-2024. La delibera ha disposto la pubblicazione di un primo rapporto di indagine, entro il 31 marzo 2025, per la valutazione degli esiti del mercato del giorno prima e delle sessioni ad asta del mercato infragiornaliero e di un secondo rapporto, entro il 30 giugno 2025, per la valutazione degli esiti del mercato (dell'energia) di bilanciamento, tenendo debitamente conto anche dei risultati degli approfondimenti in corso ai sensi della delibera 60/2024/R/eel sopracitata.

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

Aggiornamento della regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, a valere dal 1° gennaio 2024

In esito al procedimento avviato con delibera dell'Autorità 18 aprile 2023, 166/2023/R/eel, è stata adottata la delibera 27 febbraio 2024, 55/2024/R/eel, contenente il "Testo integrato della regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2024-2027" (ROTE).

In relazione alla regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, le principali nuove disposizioni riguardano:

- l'evoluzione dell'incentivazione all'ottenimento di contributi pubblici, prevedendo il riconoscimento dalla CSEA anche al fine di rendere più tempestivo l'effetto premiante e fissando la premialità pari al 5-15% dei contributi pubblici incassati in relazione ai risultati dell'analisi costi/benefici:
 - 5% del contributo ricevuto, con rapporto benefici/costi pari almeno a 1 e inferiore a 1,5 oppure per interventi e altre attività non soggette ad obblighi di applicazione dell'analisi costi/benefici ai sensi della delibera 4 novembre 2016, 627/2016/R/eel;
 - 7,5% del contributo ricevuto, con rapporto benefici/costi pari almeno a 1,5 e inferiore a 2;
 - 10% del contributo ricevuto, con rapporto benefici/costi pari almeno a 2 e inferiore a 3;
 - 12,5% del contributo ricevuto, con rapporto benefici/costi pari almeno a 3 e inferiore a 4;
 - 15% del contributo ricevuto, con rapporto benefici/costi pari almeno a 4;
- l'evoluzione dell'incentivazione alla realizzazione di capacità addizionale di trasporto fino a valori di capacità obiettivo, prevedendo:
 - l'estensione del meccanismo e dei parametri vigenti per l'anno 2024 per determinare premi in relazione alla messa a disposizione di nuova capacità di trasporto tra le zone di rete;

- la definizione del premio massimo per il periodo 2025-2027 per ciascuna sezione e confine;
- l'aggiornamento del meccanismo per il periodo 2025-2027 a seguito dell'individuazione, da effettuarsi con successivo provvedimento, delle sezioni, dei confini, della capacità di trasporto di partenza, della capacità di trasporto obiettivo e del periodo di riferimento per le rendite di congestione storiche;
- l'estensione all'incentivazione all'efficienza dei costi di investimento per il biennio 2024-2025;
- l'estensione all'incentivazione della qualità (continuità) del servizio per il biennio 2024-2025 con aggiornamento del coefficiente di valorizzazione del *Value of Lost Load* (VOLL) pari a 27.000 euro/MWh;
- l'aggiornamento dei parametri ai fini del calcolo delle partite economiche relative ai servizi di mitigazione (controalimentazione dalla rete di distribuzione) offerti dalle imprese distributrici (parametri differenti in relazione alla durata in ore del servizio offerto e alla condizione di traslazione preventiva del carico sotteso), con la medesima logica di adeguamento del *Value of Lost Load* (VOLL).

Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

In attuazione dell'allegato A alla delibera 27 dicembre 2019, 567/2019/R/eel, recante il "Testo integrato della regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2020-2023" (TIQ.TRA), con la delibera 29 ottobre 2024, 444/2024/R/eel, l'Autorità ha disposto a favore di Terna un premio pari a 15,32 milioni di euro in relazione alla *performance* di continuità registrata nell'anno 2023: tale premio è stato determinato per effetto di un indicatore ENSR pari a 380 MWh, a fronte di un livello obiettivo per l'anno 2023 di 763 MWh.

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

Il TIQ.TRA 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.

Con la delibera 29 ottobre 2024, 445/2024/R/eel, sono stati determinati i premi per Terna per aver reso disponibili incrementi di capacità nella sezione della rete nazioni a Nord (aggregazione di Francia, Svizzera e Austria-Italia), in particolare:

- sono stati resi disponibili incrementi di capacità (ammissibili a premialità) pari a 300 MW per effetto dell'entrata in esercizio a dicembre 2023 dell'elettrodotto a 220 kV Nauders-Glorenza;
- è stato determinato un premio pari a 14,4 milioni di euro per la realizzazione di capacità di trasporto;
- è stato determinato un premio pari a 7,2 milioni di euro per l'efficienza nei costi di investimento perché i costi dell'intervento Nauders-Glorenza (pari a circa 81 milioni di euro) risultano inferiori ai costi di riferimento definiti nel TIQ.TRA.

Regolazioni *output-based* e della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, a valere dal 1° gennaio 2024

Con la determina 28 maggio 2024, n. 02/2024 – DINE, sono state approvate le "Istruzioni tecniche 2024-2027 per la registrazione e documentazione delle interruzioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica": tali istruzioni tecniche, aggiornate, sono destinate alle imprese distributrici e rappresentano un ausilio di buone pratiche per la corretta registrazione e documentazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica. Le istruzioni sono state aggiornate anche perché il TIQD, allegato A alla delibera 27 dicembre 2023, 617/2023/R/eel, ha modificato alcune regole di registrazione delle interruzioni rispetto a quanto disposto con il "Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2020-2023" (TIQE), allegato A alla delibera 23 dicembre 2019, 566/2019/R/eel.

In attuazione del TIQE, con la delibera 27 dicembre 2024, 584/2024/R/eel, si è chiuso il procedimento per la determinazione, per l'anno 2023, dei premi e delle penalità relativi alla regolazione *output-based* del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

In materia di regolazione della durata e del numero di interruzioni senza preavviso sono stati comminati 24,6 milioni di euro di penalità (che sono redistribuite agli utenti del sistema elettrico che pagano le tariffe di rete), come saldo di 5,3 milioni di euro di premi netti erogati a 24 imprese distributrici e penalità nette di 29,9 milioni di euro a 8 imprese distributrici.

Il TIQE aveva inoltre previsto, per il periodo 2020-2023, uno specifico meccanismo incentivante detto "esperimento regolatorio" per la sperimentazione di nuove tecnologie in territori con livelli di qualità iniziali (nell'anno 2019) sensibilmente peggiori degli standard fissati dall'Autorità, con l'impegno di raggiungere il livello obiettivo prefissato entro il 2023 secondo un percorso di miglioramento "personalizzato" che avrebbe permesso di evitare le penalità ordinarie durante il quadriennio (2020-2023) a condizione che alla fine del periodo il risultato di fine quadriennio venga raggiunto: due imprese distributrici (e-distribuzione, con 60 ambiti, e Areti, con 3 ambiti) hanno presentato nel 2020 progetti di esperimento regolatorio, approvati dall'Autorità.

La seguente tavola riporta il quadro di sintesi, per impresa distributtrice e per indicatore.

TAV. 3.1 *Ambiti territoriali che hanno raggiunto l'obiettivo dell'esperimento regolatorio nel 2023*

IMPRESA DISTRIBUTTRICE	INDICATORE	N. AMBITI PARTECIPANTI ALL'ESPERIMENTO	N. AMBITI CHE HANNO RAGGIUNTO L'OBIETTIVO NEL 2023
Areti	Durata	3	1
	Numero	3	1
E-distribuzione	Durata	40	3
	Numero	43	3

Fonte: ARERA.

In attuazione del TIQE e tenendo conto della sospensione del 40% del saldo negativo associato al mancato raggiungimento dell'obiettivo dell'esperimento prevista dal TIQD, con la delibera 27 dicembre 2024, 588/2024/R/eel, sono state determinate le partite economiche relative agli esperimenti regolatori, per il periodo 2020-2023: in totale sono stati determinati saldi di penalità pari a 70,7 milioni di euro, di cui 6,4 milioni di euro per Areti e 64,3 milioni di euro per e-distribuzione.

Con riferimento ai dati di continuità del servizio elettrico del 2023, l'Autorità ha pubblicato la 12^a 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 confermato l'utilizzo dell'indice sintetico di durata e numero delle

interruzioni (introdotto a partire dalla 10^a graduatoria) 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.

Incentivo alla riduzione della durata delle interruzioni programmate

Il TIQE ha previsto per gli anni dal 2017 al 2023 una regolazione incentivante la riduzione della durata complessiva annua delle interruzioni con preavviso lunghe per utente BT, riferita alle interruzioni con origine sulle reti MT e BT di responsabilità delle imprese distributrici (Durata interruzioni Con Preavviso, DCP): sono stati previsti un meccanismo con soli premi per il periodo 2017-2019 sulla base di un percorso di miglioramento definito da e-distribuzione (unica impresa distributtrice a partecipare al meccanismo) e un meccanismo con sole penalità per il periodo 2020-2023 in relazione all'obiettivo fissato dall'impresa nel 2019 e da mantenere per il quadriennio 2020-2023.

Con la delibera 27 dicembre 2024, 584/2024/R/eel, sono state determinate penalità per e-distribuzione, pari a 5,8 milioni di euro, relative alla regolazione sperimentale incentivante la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per l'anno 2023.

La seguente tabella riporta il quadro di sintesi dell'indicatore per e-distribuzione suddiviso per anno di regolazione:

TAV. 3.2 *Regolazione incentivante la riduzione della durata delle interruzioni BT con preavviso lunghe per e-distribuzione: sintesi premi e penalità*

ANNO	PREMIO (+) O PENALITÀ (-) IN MILIONI DI EURO
2017	+2,1
2018	+1,1
2019	+0,6
2020	-2,6
2021	-8,6
2022	-6,1
2023	-5,8

Fonte: ARERA.

Resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica

In attuazione del TIQE, con la delibera 30 luglio 2024, 334/2024/R/eel, è stato aggiornato l'elenco degli interventi ammessi al meccanismo incentivante per l'incremento della resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica; in particolare:

- sono stati ammessi al meccanismo 37 nuovi interventi presentati entro il 28 febbraio 2024 relativi al fattore critico di rischio ondata di calore per un costo totale previsto di 8,8 milioni di euro;
- sono stati esclusi dal meccanismo 78 interventi che non erano stati avviati e avevano un rapporto limitato tra benefici stimati e costi stimati negli anni precedenti (prima degli incrementi di costo per asset di distribuzione) per un costo totale previsto di 58,2 milioni di euro, così ripartiti:
 - 6 interventi per l'impresa Areti per un costo totale previsto di 4,4 milioni di euro;
 - 71 interventi per l'impresa e-distribuzione per un costo totale previsto di 51,6 milioni di euro;
 - 1 intervento per l'impresa Unareti per un costo totale previsto di 2,2 milioni di euro.

Inoltre, con la delibera 29 ottobre 2024, 443/2024/R/eel, sono stati determinati i premi e le penalità per undici imprese distributrici, con un saldo premiale netto complessivamente pari a 6,8 milioni di euro, relativi agli interventi di incremento della resilienza del servizio di distribuzione dell'energia elettrica completati nel 2023.

Incentivo correlato ai benefici degli interventi sulle reti di distribuzione

Con la delibera 617/2023/R/eel l'Autorità ha introdotto un nuovo meccanismo di incentivazione, applicabile alle imprese distributrici con almeno 100.000 clienti finali, con premialità correlate ai benefici associati agli interventi di sviluppo delle reti di distribuzione dell'energia elettrica, nella misura di due annualità di beneficio lordo atteso, e con esclusione degli interventi che sono già oggetto dell'incentivazione 2019-2024 per l'incremento della resilienza delle reti di distribuzione.

In conseguenza delle istanze delle imprese distributrici per la prima fase di applicazione del meccanismo incentivante gli interventi di sviluppo con data di inizio realizzazione a partire dal 2024, l'Autorità:

- con la delibera 22 ottobre 2024, 424/2024/R/eel, ha ammesso al meccanismo incentivante i 14 interventi proposti da Areti con entrata in esercizio entro il 2025, sostanzialmente costituiti da nuovi collegamenti in media tensione e sostituzione di linee esistenti, corrispondenti ad investimenti per oltre 12 milioni di euro e conseguenti benefici nei successivi 25 anni per oltre 27 milioni di euro;
- con la delibera 22 ottobre 2024, 425/2024/R/eel, ha ammesso al meccanismo incentivante i 14 interventi proposti da e-distribuzione con entrata in esercizio entro il 2026, sostanzialmente costituiti da nuovi collegamenti in media tensione e sostituzione di linee esistenti, giunti di isolamento, sensoristica, corrispondenti ad investimenti per circa 181 milioni di euro e conseguenti benefici nei successivi 25 anni per circa 514 milioni di euro;
- con la delibera 22 ottobre 2024, 426/2025/R/eel, ha ammesso al meccanismo incentivante i 4 interventi proposti da SET Distribuzione con entrata in esercizio nel 2024, costituiti dalla sostituzione di 4 trasformatori AT/MT entro il 2024, corrispondenti ad investimenti per oltre 3 milioni di euro e conseguenti benefici nei successivi 25 anni per circa 10 milioni di euro.

I principali benefici considerati dalle tre imprese e oggetto di quantificazione ai fini della premialità sono relativi a:

- riduzione attesa delle interruzioni per clienti finali grazie all'incremento della resilienza della rete in condizioni straordinarie;
- riduzione attesa delle interruzioni per clienti finali in condizioni ordinarie;
- maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili, inclusi gli effetti di riduzione della mancata produzione da fonti rinnovabili per effetto di interruzioni.

Con la delibera 12 novembre 2024, 472/2024/R/eel, l'Autorità ha completato la regolazione relativa alla seconda fase di applicazione del meccanismo, in particolare:

- è stata confermata la potenza di incentivo (quota di premialità) del meccanismo di prima applicazione, pari a due annualità di beneficio (ammissibile a premialità) lordo atteso, visto il buon livello di partecipazione delle imprese distributrici in termini di istanze al meccanismo incentivante;
- è stato definito un limite alla spesa di investimento ammissibile per ciascuna impresa, correlato al numero di utenti BT serviti anziché all'ammontare della spesa di investimento nel Piano di sviluppo dell'impresa distributtrice;
- sono state esplicitate le modalità di applicazione del limite alla spesa di investimento ammissibile, evitando l'esclusione dal meccanismo incentivante di interventi di significativa entità economica e tali da superare il suddetto limite.

Con particolare riferimento alle categorie di beneficio che concorrono al calcolo delle premialità rispetto a quelli che concorrono solamente all'ammissibilità degli interventi al meccanismo incentivante, sono stati introdotti i benefici correlati a possibili premialità relativi a:

- effetti di integrazione di fonti di energia rinnovabile, distinti tra maggiore produzione dalla generazione distribuita connessa alla rete di distribuzione per effetto delle minori interruzioni conseguenti all'intervento, maggiore produzione per effetti di minori variazioni di tensione e maggiore produzione per effetto di minore saturazione delle linee elettriche a causa della corrente fluente verso la rete a monte;
- interventi di rete a supporto della maggiore elettrificazione degli usi finali dell'energia, per far fronte ai conseguenti maggiori consumi di energia elettrica e superamento dei limiti di transito nelle linee elettriche.

Ulteriori impatti conseguenti agli interventi, per i quali si è prevista la quantificazione ma non la monetizzazione, viste anche le relative incertezze in ambito europeo, sono relativi alla variazione delle emissioni di gas diverse da quelle climalteranti, mentre il beneficio correlato alla riduzione delle interruzioni in condizioni ordinarie è stato considerato funzionale all'ammissibilità e non alla premialità, a causa degli effetti di sovrapposizione con la regolazione incentivante la riduzione della durata e del numero di interruzioni.

Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

Tariffe per il servizio di trasmissione elettrica

Con la delibera 8 ottobre 2024, 400/2024/R/eel, in applicazione dei criteri applicativi ROSS di cui alla delibera 497/2023/R/com, l'Autorità ha approvato i parametri rilevanti ai fini dell'applicazione dei criteri ROSS per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica per gli anni 2024 e 2025, quali in particolare lo *Z-factor* per intercettare incrementi del costo operativo derivanti da investimenti per la transizione energetica o da variazioni del perimetro di attività, e i tassi di capitalizzazione per la ripartizione della spesa totale nelle componenti *fast* e *slow money*.

Con la medesima delibera 400/2024/R/eel, l'Autorità ha inoltre apportato modifiche alla RTTE 6PRTE, recante i criteri di regolazione tariffaria del servizio di trasmissione elettrica per il sesto periodo di regolazione 2024-2027, volte a prevedere che, in sede di aggiornamento annuale dei ricavi di riferimento per la determinazione delle tariffe, si considerino anche le componenti *slow money* (dell'anno precedente quello tariffario) e *fast money* (dell'anno tariffario) determinate sulla base del tasso di capitalizzazione approvato nell'ambito dell'istanza ROSS

e della spesa totale, anche previsiva, nell'ottica di minimizzare le necessità di bilanciamento tra ricavi effettivi e ricavi ammessi derivanti dal c.d. *tariff decoupling*, di cui all'art. 6, comma 5 del TIROSS.

Con la delibera 27 dicembre 2024, 579/2024/R/eel, l'Autorità ha determinato i ricavi di riferimento a copertura dei costi per il servizio di trasmissione e di funzionamento di Terna per l'attività di dispacciamento, e le tariffe di trasmissione per l'anno 2025, in coerenza con le previsioni dell'RTTE 6PRTE e tenendo conto delle componenti *slow money* e *fast money* in applicazione dei criteri ROSS.

Tariffe per i servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica

In continuità con gli anni precedenti, è previsto il disaccoppiamento tra la tariffa unica applicata ai clienti finali (c.d. "tariffa obbligatoria") e le tariffe di riferimento definite per fissare i vincoli ai ricavi ammessi di ciascuna impresa distributrice.

Coerentemente con il quadro normativo sopra richiamato, con riferimento alle imprese che servono almeno 25.000 punti di prelievo, con la delibera 12 marzo 2024, 77/2024/R/eel, sono state determinate in via definitiva le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura per l'anno 2023, mentre con le delibere 28 maggio 2024, 206/2024/R/eel, e 30 luglio 2024, 338/2024/R/eel, sono state determinate in via provvisoria le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura per l'anno 2024. Le tariffe di riferimento provvisorie 2024 sono le prime determinazioni tariffarie definite secondo il nuovo approccio ROSS di cui alle delibere 18 aprile 2023, 163/2023/R/com, e 31 ottobre 2023, 497/2023/R/com.

Con delibera 27 dicembre 2024, 585/2024/R/eel, sono state aggiornate, per l'anno 2025, le tariffe per l'uso delle infrastrutture per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti domestici, non domestici e delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.

Nel corso dell'anno 2024 è stata chiusa la delibera postuma relativa alla definizione dei costi riconoscibili tramite fattore correttivo *g* per le imprese sottoposte al regime tariffario parametrico (delibera 2 aprile 2024, 122/2024/R/eel) con l'approvazione delle disposizioni di cui all'art. 3-*bis*, comma 5 della delibera 11 aprile 2018, 237/2018/R/eel, ed è stato avviato il procedimento per la revisione dei criteri parametrici di determinazione dei costi (delibera 19 marzo 2024, 89/2024/R/eel).

Sempre con riferimento al regime tariffario parametrico, con delibera 1° ottobre 2024, 390/2024/R/eel, sono state approvate le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per l'anno 2018.

Infine, per consentire la determinazione delle tariffe di riferimento parametriche per gli anni 2019 e seguenti, con determina 11 giugno 2024, 3/2024 – DINE, sono state definite le modalità di presentazione delle istanze per il riconoscimento dei costi tramite fattore correttivo *g*. Le istanze relative agli investimenti effettuati dalle imprese distributrici nel periodo 2017-2023 sono state raccolte e valutate nella seconda metà dell'anno 2024 con successivo invio delle risultanze istruttorie.

La delibera 585/2024/R/eel, infine, ha confermato anche per l'anno 2025 la formulazione della tariffa parametrica di riconoscimento dei costi per le imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo, posticipando la conclusione del sopra citato procedimento di revisione dei criteri parametrici al 31 dicembre 2025.

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 14 novembre 1995, n. 481 in tale funzione al Comitato interministeriale dei prezzi) 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 2024, l'Autorità, sulla base delle risultanze istruttorie fornite da CSEA, ha approvato le seguenti delibere:

- 30 gennaio 2024, 20/2024/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per gli anni 2020 e 2021, per l'impresa elettrica minore Impresa elettrica D'Anna e Bonaccorsi;
- 30 gennaio 2024, 21/2024/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2020, per l'impresa elettrica minore Smede Pantelleria;
- 30 gennaio 2024, 22/2024/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per gli anni 2020 e 2021, per l'impresa elettrica minore Selis Marettimo;
- 2 aprile 2024, 123/2024/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2015, per l'impresa elettrica minore S.i.p.p.i.c.;
- 2 aprile 2024, 124/2024/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2022, per l'impresa elettrica minore Impresa elettrica D'Anna e Bonaccorsi;
- 2 aprile 2024, 125/2024/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per gli anni 2020 e 2021, per l'impresa elettrica minore Selis Linosa;
- 2 aprile 2024, 126/2024/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2022, per l'impresa elettrica minore Selis Marettimo;
- 2 aprile 2024, 127/2024/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per gli anni 2021 e 2022, per l'impresa elettrica minore Smede Pantelleria;
- 21 maggio 2024, 195/2024/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2022, per l'impresa elettrica minore Selis Linosa;
- 28 maggio 2024, 208/2024/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2016, per l'impresa elettrica minore S.i.p.p.i.c.;

- 2 luglio 2024, 272/2024/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2019, per l'impresa elettrica minore SEA società elettrica di Favignana;
- 24 settembre 2024, 375/2024/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per gli anni 2020, 2021 e 2022, per l'impresa elettrica minore SEA società elettrica di Favignana;
- 1° ottobre 2024, 391/2024/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per gli anni 2020, 2021 e 2022, per l'impresa elettrica minore Selis Lampedusa;
- 22 ottobre 2024, 422/2024/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per gli anni 2019 e 2020, per l'impresa elettrica minore Società Elettrica Ponzese;
- 22 ottobre 2024, 423/2024/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per gli anni 2020, 2021 e 2022, per l'impresa elettrica minore Germano Industrie Elettriche;
- 17 dicembre 2024, 563/2024/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per gli anni 2020 e 2021, per l'impresa elettrica minore Società Elettrica Liparese.

Determinazione del tasso di remunerazione del patrimonio netto per gli anni compresi nel periodo 2022-2023, per le imprese elettriche minori non trasferite all'Enel

Con la delibera 19 marzo 2024, 90/2024/R/eel, l'Autorità ha dato disposizioni alla CSEA in merito al tasso di remunerazione del patrimonio netto per l'anno 2024, 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 relativamente all'anno 2024, calcolata secondo i parametri aggiornati dall'Autorità con la delibera 23 dicembre 2021, 614/2021/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 ha provveduto ad aggiornare la formula per la remunerazione del patrimonio netto ai fini della determinazione delle integrazioni tariffarie per le IEM, sulla base dei parametri stabiliti per i diversi periodi di regolazione dei servizi di distribuzione elettrica.

Con la delibera 19 marzo 2024, 90/2024/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 corrispondenza delle integrazioni tariffarie alle IEM, tenga conto per l'anno 2024 – e in continuità di criteri con quanto disposto per il periodo 2022-2023 – di una remunerazione del patrimonio netto calcolata sulla base dei parametri aggiornati dall'Autorità con la delibera 614/2021/R/com (come a sua volta aggiornata con la delibera 28 novembre 2023, 556/2023/R/com) e con il relativo allegato A (TIWACC), con cui sono stati approvati i valori del WACC per i servizi infrastrutturali regolati del settore elettrico.

Chiusura del procedimento di perequazione specifica aziendale e approvazione delle tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura, relative agli anni 2016 e 2017, per la società Odoardo Zecca

Con la delibera 6 febbraio 2024, 33/2024/R/eel, l'Autorità ha chiuso il procedimento di perequazione specifica aziendale (PSA) per la società Odoardo Zecca e ha approvato, per la medesima società, le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura relative agli anni 2016 e 2017.

Con la delibera 22 marzo 2012, 101/2012/R/eel, l'Autorità aveva previsto, in attuazione delle disposizioni dell'art. 38, comma 4 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, un meccanismo incentivante (cosiddetto: meccanismo di gradualità) per le imprese elettriche minori di cui all'art. 7, della legge n. 10/1991, che abbiano cessato l'attività di produzione alla data di entrata in vigore del decreto e che abbiano presentato istanza per l'accesso al regime di PSA ai sensi della delibera 18 maggio 2010, ARG/elt 72/10, volto a ricondurre tali imprese nel regime ordinario di regolazione tariffaria vigente per la generalità delle imprese di distribuzione elettrica.

Con la delibera 22 giugno 2017, 454/2017/R/eel, l'Autorità, sulla base della conclusione di una prima fase istruttoria da parte di CSEA, ha inizialmente previsto l'ammissione della società, per l'anno 2005, rispettivamente, ai regimi di PSA e al regime di riconoscimento dei costi delle unità essenziali di produzione, nonché al meccanismo di gradualità previsti dalla delibera 101/2012/R/eel, senza indicazione degli importi spettanti. Nelle more della conclusione delle attività istruttorie, l'Autorità ha altresì deliberato la tariffa di riferimento provvisoria per il servizio di distribuzione e misura per l'anno 2016.

A seguito dell'attività istruttoria, condotta anche con CSEA, durante la quale è stata definita la metodologia applicativa dei sopra citati meccanismi, in un'ottica di semplificazione amministrativa e di conclusione del procedimento in tempi certi e nel rispetto dei principi fissati dalla regolazione, con la delibera 33/2024/R/eel, l'Autorità ha quindi chiuso il procedimento per la società Odoardo Zecca, approvando i valori spettanti, per le rispettive annualità, a titolo di PSA, a titolo di integrazione dei costi di produzione, a titolo di meccanismo di gradualità, nonché i valori relativi alla tariffa di riferimento definitiva di distribuzione e misura, dando parallelamente mandato a CSEA, come previsto dalla delibera 101/2012/R/eel, di liquidare gli importi spettanti alla società compensandoli con gli importi erogati in acconto sulla base dell'ultima aliquota di integrazione tariffaria riconosciuta ai sensi della legge n. 10/1991.

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

Con il parere 23 luglio 2024, n. 312/2024/I, l'Autorità ha rilasciato al Ministero dell'economia e delle finanze l'intesa in ordine all'approvazione del bilancio 2023 di CSEA ed ha definito l'aliquota per il ricavo commissionale a copertura dei costi di funzionamento per l'esercizio 2024, 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 la verifica del 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 ad 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 2024, nel corso dell'anno CSEA ha trasmesso agli Uffici dell'Autorità l'aggiornamento del budget economico 2024 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 2024 nonché i proventi finanziari sul patrimonio netto e gli altri ricavi afferenti, anche in questo caso, all'attività di funzionamento dell'ente.

Con il parere n. 312/2024/I, dunque, contestualmente al rilascio dell'intesa al MEF per l'approvazione del bilancio 2023 di CSEA, in considerazione degli importi riportati nel budget economico 2024 inviato da CSEA, l'Autorità ha autorizzato quest'ultima ad effettuare un prelievo di natura commissionale sui conti di gestione definendone l'aliquota, per la copertura dei costi di funzionamento per l'esercizio 2024.

Approvazione delle modalità di funzionamento del portale per la programmazione efficiente delle infrastrutture della rete di trasmissione nazionale realizzato da Terna ai sensi dell'art. 9 del decreto legge 181/2023

L'art. 9, commi da 1 a 4, del decreto legge 10 dicembre 2023, n. 181 ha previsto l'istituzione, da parte di Terna ed entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del medesimo decreto legge, di un Portale digitale finalizzato a garantire la programmazione efficiente delle infrastrutture della rete di trasmissione nazionale, in coordinamento con lo sviluppo degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili e dei sistemi di accumulo (di seguito: Portale TE.R.R.A.).

L'art. 9 del DL n. 181/2023 ha previsto, inoltre, che:

- il Portale digitale istituito da Terna debba indicare, a beneficio del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, del Ministero della cultura, dell'Autorità, delle Regioni e delle Province Autonome di Trento e di Bolzano, nonché degli operatori economici interessati allo sviluppo degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili e da fonti non rinnovabili, dei sistemi di accumulo e degli impianti di

consumo, i dati e le informazioni, inclusi quelli relativi alla localizzazione, degli interventi di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, nonché delle richieste di connessione alla medesima rete di trasmissione nazionale degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, dei sistemi di accumulo e degli impianti di consumo, nonché debba permettere l'accesso alle relazioni di monitoraggio sullo stato di avanzamento dei procedimenti di connessione alla rete di trasmissione nazionale in prospettiva del raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 e al 2050, predisposte da Terna;

- entro centoventi giorni dalla data di entrata in vigore del medesimo DL n. 181/2023, l'Autorità, su proposta di Terna, dovesse disciplinare le modalità di funzionamento del Portale digitale e di copertura dei costi sostenuti ai sensi dell'art. 9, commi 1 e 3, del medesimo DL n. 181/2023 e che l'Autorità dovesse definire le modalità di accesso ai contenuti del medesimo Portale da parte dei soggetti individuati dallo stesso DL n. 181/2023.

Terna, nel mese di maggio 2024, ha trasmesso, ai sensi dell'art. 9 del DL n. 181/2023, la propria proposta di funzionalità del Portale digitale e delle modalità con cui garantire per il suo tramite la programmazione efficiente delle infrastrutture della rete di trasmissione nazionale, descrivendo:

- gli elementi di contesto sullo stato delle richieste di connessione alla rete di trasmissione nazionale e sulle principali problematiche emerse, specificando:
 - lo stato delle richieste di connessione alla rete di trasmissione nazionale;
 - i limiti attuali per ottenere una pianificazione energetica efficiente;
 - le problematiche del processo di connessione;
- le soluzioni proposte da Terna e i benefici attesi specificando:
 - le soluzioni per rendere più efficiente il processo di pianificazione energetica del territorio, delle infrastrutture energetiche e di gestione delle connessioni;
 - i risultati attesi in termini di benefici per il Sistema Elettrico Nazionale (SEN);
 - le funzionalità del Portale digitale, denominato TE.R.R.A. (Territorio, Reti, Rinnovabili e Accumuli);
- le tempistiche di implementazione e la stima dei costi operativi.

Le soluzioni proposte da Terna per rendere più efficiente il processo di pianificazione energetica del territorio, delle infrastrutture energetiche e di gestione delle connessioni prevedono l'adozione di un modello di programmazione territoriale efficiente, basato sull'utilizzo del Portale TE.R.R.A., che si articola nelle seguenti fasi:

- Fase analitica, finalizzata alla quantificazione mediante studi e analisi di rete della massima capacità addizionale di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili che potenzialmente può essere integrata nella rete di trasmissione nazionale, anche considerando gli sviluppi di rete attesi, con la conseguente individuazione del grado di saturazione della rete di trasmissione nazionale (confronto tra capacità accoglibile e richieste di connessione che saturano capacità), per singola "micro-zona" della rete di trasmissione nazionale. Al riguardo, nella Fase analitica è previsto che Terna suddivida la rete di trasmissione nazionale in micro-zone sulla base di criteri elettrici al fine di individuare porzioni di rete topologicamente affini, che, in prima approssimazione e analogamente ai criteri di definizione delle zone elettriche, rappresentano sistemi chiusi in cui la potenzialità di accogliere nuovi impianti di produzione e nuovi sistemi di accumulo è principalmente vincolata esternamente verso le micro-zone limitrofe dalla limitata capacità di trasporto intrazonale;
- Fase programmatica, in cui, sulla base delle criticità emerse e/o attese in output dalla Fase analitica e in stretto coordinamento con le istituzioni e le amministrazioni territoriali, si procede all'identificazione delle esigenze di programmazione della rete di trasmissione nazionale ovvero di ottimizzazione delle soluzioni

di connessione già rilasciate e/o da rilasciare o di ri-priorizzazione degli investimenti di rete già pianificati o di individuazione di nuove potenziali esigenze progettuali;

- Fase implementativa, in cui, considerando le criticità e le esigenze di programmazione emerse nella Fase programmatica, si procede allo sviluppo e all'implementazione delle azioni di efficientamento identificate;
- Fase di interlocuzione, trasversale al nuovo Modello di Programmazione Territoriale Efficiente e incentrata sulla definizione e attuazione di nuove modalità di interazione e coordinamento con tutti gli *stakeholders* coinvolti (istituzioni, amministrazioni centrali, Regioni, Province Autonome e soggetti proponenti).

Il Modello di Programmazione Efficiente proposto da Terna a regime presenterà la caratteristica di essere un modello ciclico al fine di tenere sempre aggiornata ed efficiente la programmazione della rete di trasmissione nazionale e dei relativi sviluppi, secondo i dettagli e secondo la granularità previsti dal medesimo Modello di Programmazione Efficiente.

Terna ha evidenziato che, nel rispetto delle tempistiche previste dal DL n. 181/2023, intende sviluppare una prima versione del Portale basata sui dati e sulle informazioni attualmente a disposizione di Terna e che successivamente, anche sulla base dei risultati delle analisi micro-zonali e dell'implementazione di nuovi flussi informativi con le Regioni, con il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e con il Ministero della cultura in merito allo stato di avanzamento degli iter autorizzativi e in merito ai vincoli territoriali e ambientali, sarà possibile ampliare la base dati e rendere disponibili nuove funzionalità e strumenti di analisi a supporto della programmazione territoriale. La prima versione del Portale TE.R.R.A. si articola in due sezioni:

- una sezione pubblica visibile a tutti coloro che accedono al sito internet di Terna in cui saranno integrate le informazioni oggi pubblicate nel Portale Econnexion, vale a dire la distribuzione geografica (con dettaglio regionale, provinciale e comunale), in termini di numerosità e potenza, delle richieste di connessione alla rete di trasmissione nazionale degli impianti eolici *on-shore* e *off-shore* e degli impianti fotovoltaici e il relativo stato di avanzamento. La sezione sarà progressivamente integrata anche con le informazioni relative alle richieste di connessione alla rete di trasmissione nazionale di ulteriori tipologie di impianti di produzione;
- una sezione ad accesso riservato, cui possono accedere i soggetti individuati nel DL n. 181/2023 secondo una profilazione utente differenziata in base alle esigenze. Tale sezione si articola in tre aree:
 - un'area dedicata alla consultazione ed elaborazione di report che facilita l'analisi e l'interpretazione di dati aggregati e dei relativi *trend*;
 - un'area dedicata alla navigazione geografica interattiva che consente di visualizzare direttamente su mappa i dati e le informazioni puntuali a livello di singolo elemento (impianto e/o infrastruttura);
 - un'area personale in cui l'utente può contattare Terna per richieste di chiarimenti ed esporre esigenze specifiche.

Nelle sezioni dedicate alla consultazione dei report e alla navigazione geografica è possibile consultare le informazioni ed effettuarne il *download*.

Pertanto, l'Autorità, con la delibera 4 giugno 2024, 224/2024/R/eel, ha:

- approvato, ai sensi dell'art. 9, comma 4, del DL n. 181/2023, le proposte trasmesse da Terna di operatività del Portale TE.R.R.A. e le relative specifiche tecniche di funzionamento, nonché le modalità individuate da Terna per l'accesso ai contenuti del Portale TE.R.R.A. differenziate per i diversi soggetti abilitati individuati dal DL n. 181/2023 (Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, del Ministero della cultura, dell'Autorità, delle Regioni e delle Province Autonome di Trento e di Bolzano, nonché degli operatori economici

interessati allo sviluppo degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili e da fonti non rinnovabili, dei sistemi di accumulo e degli impianti di consumo), in quanto la realizzazione del Portale TE.R.R.A. (che è uno strumento che consente l'implementazione del Modello di Programmazione Territoriale Efficiente) contribuisce ad applicare in modo efficiente le disposizioni regolatorie già previste dal Testo integrato connessioni attive (TICA, allegato A alla delibera ARG/elt 99/08);

- rimandato a un successivo provvedimento l'approvazione dei costi del progetto presentato da Terna affinché la loro valutazione sia effettuata nell'ambito del processo di valutazione dell'istanza dei parametri della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS), congiuntamente ai costi incrementali richiesti dalla società attraverso il parametro *Z-factor*, prevedendo che tali costi, una volta ammessi ai riconoscimenti tariffari, siano soggetti ai meccanismi di efficientamento dei costi operativi previsti dalla regolazione tariffaria per il servizio di trasmissione e di dispacciamento dell'energia elettrica (RTTE);
- disposto che, a seguito dell'implementazione della prima versione del Portale TE.R.R.A., Terna predisponga gli eventuali aggiornamenti del medesimo Portale tenendo anche conto delle osservazioni che perverranno da parte dei soggetti utilizzatori e li trasmetta all'Autorità per la conseguente approvazione; e che i medesimi aggiornamenti siano approvati con determinazione del Direttore della Direzione Mercati Energia dell'Autorità.

Oneri generali di sistema per il settore elettrico

Con la delibera 618/2023/R/com, l'Autorità ha aggiornato la parte relativa alle prestazioni patrimoniali imposte e ai regimi tariffari speciali, che prima del 2024 era inclusa nel Testo integrato trasporto, ma che non è stata aggiornata da TIT 2024-2027, RTTE 2024-2027 e TIQD 2024-2027.

In particolare, è stato approvato, a valere dal 1° gennaio 2024, il "Testo integrato delle disposizioni per le prestazioni patrimoniali imposte e i regimi tariffari speciali – Settore elettrico (TIPPI)", aggiornato in relazione allo sviluppo della regolazione da parte dell'Autorità, nonché della normativa di riferimento.

Nel corso del 2024 il TIPPI è stato costantemente aggiornato anche in relazione, dal 1° luglio 2024, alla fine del regime di maggior tutela e all'introduzione, dal 1° luglio 2024, del servizio di tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili.

Gli oneri generali di sistema e le ulteriori componenti di cui al TIPPI sono stati aggiornati nel corso del 2024, con cadenza trimestrale, dalle delibere 633/2023/R/com, 113/2024/R/com, 263/2024/R/com e 384/2024/R/com.

Nelle tavole 3.3, 3.4, 3.5 e 3.6 sono riportati, per tipologia di clienti e per l'anno 2024, i volumi di energia prelevata e di potenza impegnata, il numero dei punti di prelievo, l'allocazione degli oneri generali e il valore unitario medio (in euro/MWh) delle componenti A_{SOS} e A_{RIM} pagato da ciascuna tipologia di utenza.

In relazione alle imprese a forte consumo di energia elettrica, i dati sono provvisori, in quanto il valore definitivo del contributo di ciascuna impresa per l'anno 2024 sarà determinato da CSEA entro il 31 maggio 2025 (cfr. comma 9.9 dell'Allegato A alla delibera 619/2023/R/eel).

Pertanto, le tabelle evidenziano il contributo che effettivamente è stato pagato dagli utenti (cfr. la tavola 3.5 con la prima colonna della tavola 3.8 "Gettiti dagli oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2024").

TAV. 3.3 Oneri generali ^(A)

	TIPOLOGIE	ENERGIA PRELEVATA		POTENZA		PUNTI DI PRELIEVO		A _{TOT} SENZA EFFETTO ENERGIVORI	
		(TWH)	%	GW	%	N.	%	M€	%
Clienti domestici	Residenti	49,23	19,81%	80,25	42,81%	24.080.966	64,93%	1.476,15	13,04%
	Non residenti	8,02	3,23%	21,03	11,22%	6.198.563	16,71%	792,09	7,00%
	Totale domestici	57,26	23,04%	101,28	54,02%	30.279.529	81,64%	2.268,24	20,04%
Clienti non domestici	Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	3,63	1,46%	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	178,04	1,57%
	Punti di ricarica per veicoli elettrici	0,10	0,04%	0,70	0,37%	13.416	0,04%	7,81	0,07%
	Clienti non domestici di bassa tensione (escl. illuminaz. pubblica)	64,61	25,99%	51,33	27,38%	6.692.401	18,04%	3.912,78	34,57%
	Clienti di media tensione (escl. illuminazione pubblica)	88,65	35,67%	25,56	13,64%	102.990	0,28%	3.913,03	34,57%
	Clienti di alta e altissima tensione (incluso consumi trazione ferrov.)	34,31	13,80%	8,60	4,59%	1.022	0,00%	1.037,70	9,17%
	Totale non domestici	191,29	76,96%	86,19	45,98%	6.809.830	18,36%	9.049,36	79,96%
	TOTALE	248,55	100,00%	187,46	100,00%	37.089.359	100,00%	11.317,60	100,00%

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

Fonte: ARERA.

TAV. 3.4 Effetto energivori: agevolazioni energivori ed elemento A_{ESOS} (della componente A_{SOS}) a copertura delle medesime agevolazioni

	TIPOLOGIE	CLIENTI NON ENERGIVORI (PAGATORI A _{ESOS})				CLIENTI ENERGIVORI			
		ENERGIA PRELEVATA (TWH)	POTENZA IMPEGNATA (GW)	N. PUNTI DI PRELIEVO	A _{ESOS} (M€)	ENERGIA PRELEVATA (TWH)	POTENZA IMPEGNATA (GW)	N. PUNTI DI PRELIEVO	AGEVOLAZIONI (M€)
Clienti domestici	Residenti	49,23	80,25	24.080.966	349,19	-	-	-	-
	Non residenti	8,02	21,03	6.198.563	56,89	-	-	-	-
	Totale domestici	57,26	101,28	30.279.529	406,08	-	-	-	-
Clienti non domestici	Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	3,63	n.d.	n.d.	31,36	-	-	-	-
	Punti di ricarica per veicoli elettrici	0,10	0,70	13.416	1,12	-	-	-	-
	Clienti non domestici di bassa tensione (escl. illuminaz. pubblica)	64,32	51,28	6.685.698	629,07	0,29	0,04	6.703	-8,52
	Clienti di media tensione (escl. illuminazione pubblica)	58,04	17,41	94.388	481,08	30,61	8,15	8.602	-932,10
	Clienti di alta e altissima tensione (incluso consumi trazione ferrov.)	5,10	2,09	615	11,35	29,21	6,50	408	-873,03
	Gettito extra-tariffario da contributo imprese energivore in classe VAL	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	-	58,45
	Totale non domestici	131,18	71,49	6.794.117	1.153,98	60,11	14,70	15.713	-1.755,19
	TOTALE	188,44	172,77	37.073.646	1.560,06	60,11	14,70	15.713	-1.755,19

Fonte: ARERA.

TAV. 3.5 Distribuzione fissa/variabile (comprensivo A_{ESOS} e agevolazioni energivori)

	TIPOLOGIE	A_{SOS}				A_{RIM}			
		M€	% PER PP	% PER KW	% PER KWH	M€	% PER PP	% PER KW	% PER KWH
Clienti domestici	Residenti	1.413,35	0,00%	0,00%	100,00%	411,99	0,00%	0,00%	100,00%
	Non residenti	781,86	70,55%	0,00%	29,45%	67,13	0,00%	0,00%	100,00%
	Totale domestici	2.195,21	25,13%	0,00%	74,87%	479,11	0,00%	0,00%	100,00%
Clienti non domestici	Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	170,31	0,00%	0,00%	100,00%	39,09	0,00%	0,00%	100,00%
	Punti di ricarica per veicoli elettrici	6,25	0,00%	0,00%	100,00%	2,68	0,00%	0,00%	100,00%
	Clienti non domestici di bassa tensione (escl. illuminaz. pubblica)	3.429,54	2,25%	21,39%	76,36%	1.103,80	6,50%	62,09%	31,41%
	Clienti di media tensione (escl. illuminaz. pubblica)	2.716,73	1,22%	8,66%	90,12%	745,28	4,49%	40,73%	54,77%
	Clienti di alta e altissima tensione (incluso consumi trazione ferrov.)	72,73	3,84%	13,69%	82,47%	103,30	5,81%	79,49%	14,71%
	Gettito extra-tariffario da contributo imprese energivore in classe VAL	58,45							
	Totale non domestici	6.454,00	1,77%	15,31%	82,93%	1.994,16	5,58%	53,71%	40,71%
	TOTALE	8.649,21	7,74%	11,40%	80,87%	2.473,27	4,50%	43,30%	52,20%

Fonte: ARERA.

TAV. 3.6 Valore unitario medio delle componenti A_{SOS} e A_{RIM} pagato da ciascuna tipologia di utenza (*)

	TIPOLOGIE	ENERGIA PRELEVATA (TWH)	A_{SOS}		A_{RIM}	
			M€	EURO/MWH	M€	EURO/MWH
Clienti domestici	Residenti	49,23	1.413,35	28,71	411,99	8,37
	Non residenti	8,02	781,86	97,46	67,13	8,37
	Totale domestici	57,26	2.195,21	38,34	479,11	8,37
Clienti non domestici	Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	3,63	170,31	46,98	39,09	10,78
	Punti di ricarica per veicoli elettrici	0,10	6,25	65,72	2,68	28,16
	Clienti non domestici di bassa tensione non energivori (escl. illuminaz. pubblica)	64,32	3.427,80	53,29	1.103,80	17,08
	Clienti non domestici di bassa tensione energivori	0,29	1,74	5,98		
	Clienti di media tensione non energivori (escl. illuminazione pubblica)	58,04	2.560,42	44,11	745,28	8,41
	Clienti media tensione energivori (*)	30,61	171,67	5,61		
	Clienti di alta e altissima tensione non energivori (incluso consumi trazione ferrov.)	5,10	25,78	5,05	103,30	3,01
	Clienti di alta e altissima tensione energivori (*)	29,21	90,02	3,08		
	Totale non domestici	191,29	6.454,00	33,74	1.994,16	10,42
	TOTALE	248,55	8.649,21	34,80	2.473,27	9,95

(*) Il contributo delle imprese energivore in classe VAL è stato distribuito tra media e alta/altissima tensione in ragione dei volumi sottostanti.

Fonte: ARERA.

La tavola 3.7 riporta per tipologie contrattuali nell'anno 2024, l'allocazione dei gettiti degli oneri di rete distinti per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura.

La tavola seguente riporta, per tipologie contrattuali, l'allocazione dei gettiti dei corrispettivi di rete applicati agli utenti domestici e non domestici in vigore nell'anno 2024, distinti per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura.

TAV. 3.7 Allocazione dei gettiti dei corrispettivi di rete in vigore nell'anno 2024

TIPOLOGIE	TRAS		DIS		MIS		UC3+UC6		SERVIZI DI RETE					
	M€	%	M€	%	M€	%	M€	%	M€	%	% PER PP	% PER KW	% PER KWH	% TOT
Totale domestici	595	24,1%	2.313	47,2%	560	76,7%	111	35,8%	3.579	42,6%	18,5%	62,3%	19,2%	100%
Clienti per illuminazione pubblica (MT e BT)	42	1,7%	52	1,1%	3	0,5%	7	2,1%	103	1,2%	0,0%	0,0%	100%	100%
Clienti non domestici BT (escl. illuminazione pubblica)	678	27,5%	1.699	34,7%	141	19,3%	116	37,2%	2.634	31,3%	7,1%	61,5%	31,4%	100%
Clienti MT (escl. illuminazione pubblica)	890	36%	806	16,5%	25	3,4%	67	21,4%	1.787	21,3%	4,4%	40,1%	55,4%	100%
Clienti AT e AAT (incluso consumi trazione ferrov.)	265	10,7%	26	0,5%	1	0,1%	11	3,6%	304	3,6%	7%	79,7%	13,2%	100%
Totale non domestici	1.875	75,9%	2.582	52,8%	170	23,3%	200	64,2%	4.828	57,4%	5,9%	53,4%	40,6%	100%
TOTALE	2.470	100%	4.895	100%	731	100%	312	100%	8.408	100%	11,3%	57,2%	31,5%	100%

Fonte: ARERA.

La tavola 3.8 illustra la ripartizione degli oneri generali di sistema, di competenza del 2024, tra le diverse componenti, confermando il peso della componente A3*SOS. Nel 2024 il gettito rinveniente dai corrispettivi applicati ai consumatori finali è aumentato per la progressiva riattivazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali e la fine degli interventi a sostegno degli utenti elettrici.

TAV. 3.8 Gettiti dagli oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2024 (componenti A_{SOS} e A_{RIM} e relativi elementi) in milioni di euro

ALiquota	DESCRIZIONE	GETTITO ANNUALE DA UTENTI	DA BILANCIO DELLO STATO
			LEGGE DI BILANCIO 2024
A_{SOS}	Oneri relativi al sostegno delle energie da fonti rinnovabili e alla cogenerazione CIP 6/92	8.649,21	-
$A_{3*SOS}^{(1)}$	Sostegno delle fonti rinnovabili e della cogenerazione CIP 6/92	7.163,22	-
A_{ESOS}	Oneri derivanti dalle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica	1.560,06	-
$A_{91/14SOS}^{(2)}$	Sconti previsti dal decreto legge 91/14	-74,08	-
$A_{RIM}^{(3)(4)}$	Rimanenti oneri generali	2.473,27	200,00
A_{4RIM}	Regimi tariffari speciali ferrovie	1.266,29	-

(segue)

ALIQUOTA	DESCRIZIONE	GETTITO ANNUALE DA UTENTI	DA BILANCIO DELLO STATO
			LEGGE DI BILANCIO 2024
A_{SRIM}	Finanziamento della ricerca	52,92	-
A_{SRIM}	Bonus sociale	815,28	200,00
A_{uc4RIM}	Imprese elettriche minori	63,27	-
A_{uc7RIM}	Efficienza energetica negli usi finali	226,43	-
A_{SVRIM}	Sviluppo tecnologico	49,06	-
TOTALE		11.122,47	200,00

- (1) Compresi sconti alle imprese a forte consumo di energia elettrica (c.d. "imprese energivore").
- (2) L'elemento $A_{91/14505}$ è negativo in quanto si tratta di sconti riconosciuti a utenti in bassa e media tensione non inclusi tra le imprese a forte consumo di energia elettrica.
- (3) Dal 1° gennaio 2023 sono stati soppressi gli elementi A_{2RIM} e A_{mc1RIM} della componente tariffaria A_{RIM} in quanto a partire dal 2023 gli "oneri nucleari" sono stati posti a carico della fiscalità generale dalla legge 29 dicembre 2022, n. 197 (Legge di bilancio 2023).
- (4) Dal 1° gennaio 2024 è stato soppresso l'elemento A_{3SRIM} della componente tariffaria A_{RIM} in quanto non si prevedono più costi in relazione agli impianti alimentati a rifiuti non biodegradabili.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati CSEA (Cassa per i servizi energetici e ambientali).

Rendicontazione oneri generali (Relazione 210/2024/I/com) e fine degli interventi a sostegno dei consumatori

Il decreto legge 1° marzo 2022, n. 17 prevede che "... ogni anno, l'ARERA trasmette al Ministero dell'economia e delle finanze, al Ministero della transizione ecologica e alle competenti Commissioni parlamentari 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." (cfr. art. 2-bis, comma 4). Il decreto legge 29 settembre 2023, n. 131 ha previsto che per il 2023 tale Relazione sia predisposta entro il 31 maggio 2024 (cfr. art. 1, comma 2).

Con la Relazione 210/2024/I/com l'Autorità ha fornito al Governo e alle competenti Commissioni parlamentari la terza 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 DL n. 17/2022. Essa fa seguito alle Relazioni 212/2022/I/com, relativa agli anni fino al 2021, e 243/2023/I/com, relativa alle manovre condotte nel corso dell'anno 2022.

La Relazione 210/2024/I/com riguarda le disposizioni di legge adottate nel 2023 relative alle manovre di sostegno alle famiglie e alle imprese a fronte dell'aumento sostenuto dei prezzi all'ingrosso di gas naturale ed energia elettrica nel medesimo anno.

L'anno 2023 è stato caratterizzato, per il settore elettrico, da un progressivo ritorno alla "normalità", grazie alla dinamica di riduzione dei prezzi delle *commodities* energetiche, a fronte del quale il Governo ha via via ridotto gli interventi a sostegno dei consumatori. Ciò ha portato, per il settore elettrico, ad una altrettanto progressiva riattivazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali a carico degli utenti.

Il 2023 è stato altresì caratterizzato da un intervento di natura strutturale, e pertanto diverso rispetto a quelli messi in atto per fronteggiare l'emergenza dei prezzi. Ci si riferisce, in particolare, alla fiscalizzazione dei cosiddetti "oneri nucleari", operata dalla Legge di bilancio 2023 (legge n. 197/2022), che ha stabilito che, a partire dall'anno 2023, gli oneri per il *decommissioning* e le compensazioni territoriali per gli enti locali che ospitano siti nucleari (prima a carico dell'utente elettrico e finanziati, rispettivamente, dall'elemento A_{2RIM} e elemento A_{mctRIM} della componente tariffaria A_{RIM}) sono a carico del bilancio dello Stato. Ciò ha consentito all'Autorità di abolire gli elementi della componente tariffaria A_{RIM} sopra ricordati, a partire dal 1° gennaio 2023.

Per quanto riguarda il settore gas, le componenti a copertura degli oneri generali sono state invece mantenute annullate fino alla fine del 2023. Fino ad aprile del medesimo anno, è stata confermata anche la componente straordinaria, introdotta con la delibera 148/2022/R/gas a partire dal secondo trimestre 2022, di segno negativo all'elemento tariffario UG2c, da applicare agli scaglioni relativi ai consumi più bassi (fino allo scaglione con valore massimo a 5.000 $S(m^3)/annui$), di fatto uno sconto applicato a tutti gli utenti per piccoli consumi, sia del mercato libero, sia del mercato tutelato.

Tali manovre per il settore gas sono state finanziate tramite gli stanziamenti da parte del bilancio dello Stato, che sono stati stabiliti nei primi due trimestri del 2023. Gli oneri previsti per le manovre di annullamento degli oneri generali del settore gas (nonché dei bonus sociali, cfr. più avanti) del terzo e del quarto trimestre 2023 sono stati, invece, posti in capo alle risorse già disponibili presso la CSEA, che erano state evidenziate dall'Autorità nella Relazione 243/2023/I/com.

Il decreto legge 28 giugno 2023, n. 79 ha anche previsto la restituzione di una quota delle medesime risorse al bilancio dello Stato, al fine del loro utilizzo per il finanziamento della riduzione dell'IVA sui consumi del gas naturale per il terzo trimestre 2023.

Nel settore del gas vanno anche menzionate alcune manovre previste dalla Legge di bilancio 2023, per complessivi 270 milioni, che, anche se non esplicitamente finalizzate all'annullamento degli oneri generali, hanno contribuito a finanziare il fabbisogno del Conto oneri per il servizio di *default* trasporto per l'anno 2023 (cfr. art. 1, commi 24 e 25).

In tema di rafforzamento dei bonus sociali, sia del settore elettrico, sia del settore gas, con la Legge di bilancio per il 2023 il Governo ha alzato la soglia ISEE di accesso al bonus sociale (portandola da 12.000 euro a 15.000 euro) e ha previsto un livello di protezione decrescente al crescere della soglia, che l'Autorità ha attuato con proprie delibere. Inoltre, dal secondo trimestre 2023, il decreto legge 30 marzo 2023, n. 34 ha stabilito che i bonus sociali fossero rideterminati, per le famiglie numerose, *"sulla base dell'indicatore della situazione economica equivalente pari a 30.000 euro"* (cfr. art. 1, comma 2).

Come per il 2022, il rafforzamento dei bonus sociali disposto dal Governo è stato corrisposto ai beneficiari tramite una componente di compensazione integrativa (CCI), aggiornata *ex ante* trimestralmente sulla base dell'andamento dei prezzi all'ingrosso e aggiuntiva al bonus "ordinario" (detto anche "bonus base") già previsto dalla normativa previgente. Il bonus "ordinario" non è invece stato aggiornato nei primi tre trimestri del 2023, ma è rimasto quello già definito per il 2021, in quanto tutta la compensazione aggiuntiva al "bonus base", operata nel corso del 2023 tramite le CCI, è stata calcolata in modo da compensare gli aumenti di prezzo dell'energia elettrica e del gas per i clienti titolari di bonus sociale.

Dal quarto trimestre 2023, vista la riduzione dei prezzi verso livelli decisamente più "normali", il Governo ha previsto un ritorno alle modalità ordinarie di definizione degli importi da corrispondere ai beneficiari, sia per il settore elettrico, sia per il settore gas. Tuttavia, ad integrazione dei bonus sociali ordinari (o "bonus base"), che sono stati aggiornati rispetto ai livelli di spesa attesa per il quarto trimestre, con il DL n. 131/2023, il Governo ha introdotto un "contributo straordinario" da riconoscere ai beneficiari del bonus elettrico per i mesi di ottobre, novembre e dicembre 2023.

Le manovre in relazione ai bonus sociali del 2023 (compreso l'allargamento della platea di beneficiari) sono state finanziate da nuove risorse da parte del Bilancio dello Stato solo per il primo trimestre e per il quarto trimestre in relazione al "contributo straordinario". Il resto è stato finanziato a valere sulle risorse già disponibili nel bilancio della CSEA.

Anche nella Relazione 210/2024/I/com le manovre adottate dal Governo sono state articolate in gruppi, ciascuno dei quali contiene manovre tra loro omogenee, per finalità o per settore. Nel caso del 2023, come per il 2022, i gruppi sono stati solo tre, in quanto nel 2023 non si sono ripetute misure di contrasto alla pandemia Covid. I gruppi individuati dalla Relazione 210/2024/I/com sono:

- il Primo gruppo, che riguarda le misure di contrasto alla crisi dei prezzi, che in particolare hanno disposto la riduzione degli oneri generali elettrici;
- il Secondo gruppo, che riguarda le misure di contrasto alla crisi dei prezzi, che in particolare hanno disposto la riduzione degli oneri generali del settore gas;
- il Terzo gruppo, che riguarda le manovre per il rafforzamento del bonus sociale elettrico e del settore gas.

La Relazione 210/2024/I/com 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 2023. Inoltre, la Relazione fornisce la rendicontazione delle entrate e uscite dei conti di gestione di CSEA afferenti agli oneri generali del settore elettrico e del settore gas.

Ai fini di tale confronto, sono state considerate anche alcune disposizioni dell'Autorità rilevanti ai fini della rendicontazione.

Come detto, alcune manovre previste dalle disposizioni di legge sopra richiamate sono state poste a capo delle risorse già disponibili presso CSEA, senza ulteriori trasferimenti da parte del bilancio dello Stato. Tuttavia, non sempre le risorse già disponibili si trovavano allocate nei conti di gestione interessati dalle manovre stesse, e pertanto l'Autorità ha dovuto adottare nel corso del 2023 provvedimenti di riallocazione delle risorse tra conti di gestione (cfr. comma 8.2 della delibera 429/2023/R/com).

Rilevanti ai fini della rendicontazione sono anche le disposizioni dell'Autorità a rettifica di oneri di competenza di anni precedenti al 2023, che hanno altresì disposto trasferimenti di risorse da un conto all'altro (cfr. comma 5.1 della delibera 633/2023/R/com e comma 6.2 della delibera 113/2024/R/com).

Infine, nella Relazione 210/2024/I/com, si è tenuto conto dei residui (positivi o negativi) emersi in sede delle rendicontazioni precedenti su ciascun conto di gestione interessato.

Da tali analisi è emerso che:

- per il settore elettrico, il fabbisogno 2023 è risultato complessivamente superiore alle risorse raccolte, in modo relativamente trascurabile per il conto alimentato dalla componente A_{SOS} e più significativo per i conti alimentati dalla componente A_{RIM} (al netto della quota parte relativa al rafforzamento del bonus sociale);
- per il settore gas, il fabbisogno 2023 è risultato complessivamente inferiore alle risorse raccolte;
- di fatto si è arrivati ad una situazione di equilibrio, in cui il *surplus* registrato nel settore gas è quasi perfettamente bilanciato dal *deficit* del settore elettrico.

Oneri nucleari

Come già ricordato nella precedente *Relazione Annuale*, con la delibera 348/2021/R/eel, l'Autorità ha approvato i "Criteri per il riconoscimento degli oneri conseguenti alle attività di *decommissioning*" (TIDECN) per il terzo periodo di regolazione (2021-2026).

Il TIDECN fissa i criteri di efficienza economica ai fini della determinazione degli oneri nucleari per il terzo periodo regolatorio in relazione alle attività di *decommissioning*, ossia a tutte le attività che rientrano nei costi afferenti al perimetro degli oneri nucleari con l'esclusione delle attività relative al Deposito Nazionale – Parco tecnologico (DN-PT), che sono state poi oggetto di un distinto provvedimento (cfr. delibera 529/2022/R/eel).

La delibera 348/2021/R/eel prevede che il terzo periodo di regolazione delle attività di *decommissioning* abbia una durata di 6 anni, a partire dal 1° gennaio 2021 fino al 31 dicembre 2026, e sia articolato in due semiperiodi di regolazione di uguale durata (3 anni).

La medesima delibera 348/2021/R/eel ha introdotto disposizioni specifiche in relazione al primo semiperiodo di regolazione (2021-2023), in particolare in relazione alla classificazione dei costi, nonché ad alcuni parametri quantitativi ai fini dell'applicazione del TIDECN nel medesimo semiperiodo.

Il 2024, pertanto, avrebbe dovuto essere il primo anno del secondo semiperiodo di regolazione.

Al fine di aggiornare le disposizioni della delibera 348/2021/R/eel per il secondo semiperiodo, secondo quanto previsto dal TIDECN, Sogin avrebbe dovuto, entro il 31 ottobre 2023, inviare un aggiornamento del programma di semiperiodo.

Tuttavia, Sogin ha chiesto di differire il termine per l'invio della documentazione relativa all'aggiornamento del programma di semiperiodo.

Ciò ha comportato la necessità di introdurre una discontinuità nella regolazione, prevedendo il 2025 come anno di avvio del secondo semiperiodo e applicando una regolazione per l'anno 2024 sulla falsariga di quanto già adottato per anni "di transizione", con particolare riferimento al 2020.

Con la delibera 507/2024/R/eel, l'Autorità ha, pertanto, previsto per l'anno 2024 l'estensione delle disposizioni di cui alla delibera 348/2021/R/eel e al TIDECN, annullando tuttavia tutti i margini previsti dalla regolazione lasciati in capo alla Sogin, come già avvenuto per l'anno 2020 (cfr. delibere 194/2020/R/eel e 25/2023/R/eel).

Nel corso del 2024 sono state altresì adottate le delibere 162/2024/R/eel e 565/2024/R/eel, di riconoscimento a consuntivo degli oneri nucleari per il *decommissioning*, rispettivamente, per gli anni 2021 e 2022, i primi due anni di applicazione del TIDECN.

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

Oneri per il supporto delle energie rinnovabili in capo al conto A_{SOS}

Gli oneri posti in capo al conto alimentato dalla componente A_{SOS} di competenza dell'anno 2024 risultano superiori a quelli dell'anno 2023 di circa 1,3 miliardi di euro, come evidenziato nella tavola 3.9.

Ciò in relazione sia al fatto che nel 2024 il PUN è stato mediamente inferiore a quello registrato nel 2023, sia all'impatto degli oneri relativi alle disposizioni di cui alle delibere 305/2024/R/eel e 306/2024/R/eel, che hanno, rispettivamente, aggiornato la remunerazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di produzione alimentati da biogas e biomasse solide (ai sensi del decreto legge 29 maggio 2023, n. 57) e regolato la remunerazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da bioliquidi sostenibili (ai sensi del DL n. 181/2023).

TAV. 3.9 Dettaglio degli oneri per il supporto delle energie rinnovabili in capo al conto A_{SOS} in milioni di euro

ONERI DI COMPETENZA	2023		2024	
	VALORE	QUOTA %	VALORE	QUOTA %
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP 6	-	0,00%	-	0,00%
Ritiro certificati verdi	17	0,23%	2	0,03%
Conversione CV in incentivi	3	0,04%	664	7,63%
Fotovoltaico	5.800	79,02%	5.667	65,07%
Ritiro dedicato	22	0,30%	99	1,14%
Tariffa omnicomprensiva	1.013	13,80%	1.168	13,41%
Scambio sul posto	176	2,40%	283	3,25%
FER incentivi amministrati	237	3,24%	309	3,55%
Autoconsumo e comunità energetiche	0	0,00%	2	0,02%
Delibera 209/2023 - PMG Bioenergie	77	1,04%	-	0,00%
Energy release	-	0,00%	-	0,00%

(segue)

ONERI DI COMPETENZA	2023		2024	
	VALORE	QUOTA %	VALORE	QUOTA %
PMG Biogas e Biomasse - Delibera 305/2024	-	0,00%	219	2,52%
PMG Bioliquidi - Delibera 306/2024	-	0,00%	300	3,45%
Altro	-5	-0,07%	-4	-0,05%
TOTALE RINNOVABILI	7.340	100,00%	8.710	100,00%
Compravendita energia elettrica assimilata CIP 6	-	0,00%	-	0,00%
Oneri CO ₂ assimilate	-	0,00%	-	0,00%
Copertura certificati verdi assimilate	-	0,00%	-	0,00%
Risoluzione CIP 6	-	0,00%	-	0,00%
TOTALE ASSIMILATE	-	0,00%	-	0,00%
TOTALE ONERI A_{SOS}	7.340	100%	8.710	100%

Fonte: ARERA.

Come già sopra ricordato, per tutto l'anno 2024 gli oneri del conto A_{SOS} sono stati finanziati dal gettito degli utenti elettrici.

Agevolazioni per imprese a forte consumo di energia elettrica

Come già evidenziato nella precedente *Relazione Annuale*, la disciplina delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia (anche dette imprese energivore) è attualmente regolata dall'art. 3 del DL n. 131/2023, che contiene disposizioni per l'adeguamento, con decorrenza dal 1° gennaio 2024, alle Linee guida CEEAG delle agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica disciplinate dal decreto 21 dicembre 2017 in attuazione dell'art. 19 della legge 20 novembre 2017, n. 167, subordinandone l'efficacia alla preventiva autorizzazione della Commissione europea.

Con la Decisione C(2023) 9135, la Commissione europea ha approvato la modifica del regime italiano di aiuti di Stato a sostegno delle imprese a forte consumo di energia elettrica introdotto dall'art. 3 del DL n. 131/2023 e notificato dal Governo in conformità a quanto previsto dalle Linee guida CEEAG.

L'Autorità ha dato prima attuazione alla suddetta disciplina con la delibera 27 dicembre 2023, 619/2023/R/eel, al fine di garantire dal 1° gennaio 2024 l'avvio tempestivo e senza soluzione di continuità del riconoscimento delle agevolazioni, seppure nelle more dell'adozione del decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica di cui all'art. 3, comma 11, con il quale si sarebbe perfezionato lo scenario degli adempimenti connessi alla misura.

Nel corso del 2024 il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, sentita l'Autorità che si è espressa con Parere 25 giugno 2024, 256/2024/I/eel, ha adottato il decreto n. 256 del 10 luglio 2024 (di seguito: decreto 10 luglio 2024) con cui sono state individuate le modalità e i criteri per il soddisfacimento delle *green conditionali-*

ties e l'assolvimento di tutti gli obblighi previsti per le imprese energivore, nonché per lo svolgimento dei controlli relativi a tali obblighi.

Con la delibera 30 luglio 2024, 343/2024/R/eel, l'Autorità ha dato mandato alla CSEA, in relazione alle agevolazioni di competenza 2024, di un'apertura suppletiva del portale per la raccolta delle dichiarazioni delle imprese energivore (di seguito: "Portale") prevista dopo la pubblicazione del decreto e di predisporre altresì gli sviluppi del medesimo Portale necessari a dare attuazione alla nuova disciplina valevole dall'annualità di competenza 2024. La delibera fornisce, tra l'altro, indicazioni specifiche sul tema delle diagnosi energetiche nonché per l'individuazione del codice ATECO prevalente ai fini del controllo dell'appartenenza ai settori dell'allegato 1 alle Linee guida CEEAG. Su quest'ultimo tema, la sopracitata delibera ha previsto l'aggiornamento dell'allegato A alla delibera 619/2023/R/eel con l'introduzione del comma 4.2-bis, con cui è stata data la possibilità alle imprese caratterizzate da diverse attività, di richiedere tramite il Portale CSEA, nel caso in cui, per circostanze contingenti, il codice ATECO prevalente in termini di fatturato desumibile dalla dichiarazione IVA relativa all'ultimo anno del periodo di riferimento non risulti tra quelli agevolabili ai sensi della disciplina europea, di accedere al meccanismo agevolativo tramite la metodologia indicata nella sezione 3.2, punti 67, 68 e 75 del documento Eurostat (documento Eurostat NACE Rev.2 *Statistical classification of economic activities in the European Community*) utilizzata per determinare il codice NACE (e quindi il codice ATECO) tramite il criterio della prevalenza di un'attività per Valore aggiunto lordo (VAL), applicando come regola di stabilità che per gli ultimi due anni consecutivi il VAL dell'impresa abbia ricevuto un contributo maggioritario dall'attività corrispondente ad un codice NACE-ATECO ammissibile alle agevolazioni.

Con la medesima delibera 343/2024/R/eel l'Autorità ha altresì integrato il procedimento avviato con la delibera 434/2023/R/eel per consentire ai soggetti interessati di formulare le proprie osservazioni sugli orientamenti illustrati nel documento per la consultazione 30 luglio 2024, 345/2024/R/eel, prima che sia adottato il provvedimento attuativo dell'art. 3, comma 4 e dell'art. 8, comma 4, del decreto 10 luglio 2024.

Con il documento per la consultazione 345/2024/R/eel, l'Autorità ha inteso esplorare:

- le modalità operative e i termini con cui le imprese sono tenute a dichiarare, per ogni anno di fruizione delle agevolazioni, la modalità scelta per ottemperare alle *green conditionalities*;
- le modalità e i termini per il recupero da parte di CSEA degli importi delle agevolazioni percepite che le imprese inadempienti, in parte o completamente, sono tenute a rimborsare nelle misure previste dal decreto 10 luglio 2024.

A seguito di tale consultazione, con la delibera 24 settembre 2024, 378/2024/R/eel, l'Autorità ha previsto l'integrazione della delibera 619/2023/R/eel. Più nel dettaglio, con la richiamata delibera, è stato stabilito che:

- l'impresa energivora che accede alle agevolazioni è tenuta a dare attuazione a una delle misure di cui all'art. 3, comma 8, lettere a), ovvero b), ovvero c), del DL n. 131/2023;
- a partire dall'annualità di competenza 2025, l'impresa fornisce l'indicazione sulla modalità scelta per l'adempimento alle *green conditionalities* per la annualità n nell'ambito della presentazione delle dichiarazioni sul Portale per il medesimo anno n;
- le imprese avranno la possibilità, entro il termine del 31 dicembre dell'anno n, di modificare la scelta effettuata attraverso il processo di rettifica della dichiarazione predisposto da CSEA;

- in via transitoria, per la sola annualità 2024, l'impresa indica anche la misura adottata per l'anno 2024 mediante una sezione appositamente predisposta da CSEA, selezionandola tra le tre possibili misure alternative in sede di presentazione in sessione ordinaria delle dichiarazioni sul Portale per l'anno 2025;
- le imprese energivore che hanno beneficiato delle agevolazioni per l'anno 2024 e che non presentano richiesta di agevolazione per l'anno 2025 in sessione ordinaria saranno contattate direttamente da CSEA, che invierà loro un apposito modulo per indicare la modalità scelta. Tale modulo dovrà essere compilato e sottoscritto da ciascuna impresa e inviato a CSEA entro il termine del 31 dicembre dell'anno 2024;
- entro il 31 gennaio dell'anno n+1 CSEA provvede a trasmettere a ENEA, a ISPRA e al GSE l'Elenco energivori dell'anno n di agevolazione comprensivo della scelta della modalità per l'adempimento delle *green conditionalities*, nonché l'indicazione delle imprese che potrebbero avvalersi della facoltà di cui all'art. 3, commi 5 o 6, del DL n. 131/2023;
- in applicazione a quanto previsto all'art. 8, comma 1, del decreto 10 luglio 2024, nel caso di accertamento dell'inadempimento degli obblighi previsti dal medesimo decreto, in esito ai controlli effettuati da ENEA, GSE ed ISPRA, avendo ciascun ente garantito il dovuto contraddittorio, ENEA comunicherà a CSEA l'elenco delle imprese inadempienti ed il periodo di mancato adempimento;
- nel caso di revoca parziale o totale dell'agevolazione, ENEA comunicherà a CSEA l'elenco delle imprese inadempienti, il periodo di mancato adempimento e/o l'importo e le informazioni necessarie al calcolo delle agevolazioni da rimborsare, distintamente per le casistiche previste dalle lettere a), b) e c) dell'art. 8, comma 1, del decreto 10 luglio 2024;
- per la modalità a), alla scadenza dell'anno n, è verificata l'effettuazione degli investimenti per gli interventi individuati ai sensi dell'art. 4, comma 1 del decreto 10 luglio 2024, ai fini della verifica dell'obbligo di cui all'art. 4, comma 2, lettera a) del medesimo decreto. In caso di mancanza totale di effettuazione di investimenti, CSEA procede alla revoca totale dell'agevolazione;
- in base alle suddette informazioni, CSEA procede a comunicare all'impresa la revoca totale o parziale delle agevolazioni percepite per il periodo di mancato adempimento degli obblighi;
- in caso di revoca totale, CSEA procede a escludere la stessa impresa dall'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica per l'annualità di competenza in relazione alla quale l'impresa ha assunto l'impegno ad adempiere agli obblighi;
- in caso di revoca parziale, CSEA procede a comunicare a mezzo PEC all'impresa l'importo da rimborsare e, le modalità e assegna il termine di 45 giorni per il versamento;
- il mancato pagamento nel termine assegnato, o il pagamento in misura non conforme del rimborso, e la mancata regolarizzazione entro 60 giorni dall'invio della contestazione all'impresa da parte della CSEA, comportano la decadenza della permanenza nell'elenco e delle agevolazioni eventualmente già godute, con obbligo di restituzione delle stesse, pena la impossibilità di inserimento futuro dell'impresa nell'elenco.

Successivamente, nell'ambito dell'implementazione della disciplina delle agevolazioni per le imprese energivore, definita a partire dal DL n. 131/2023 e dal decreto 10 luglio 2024, con apposite linee guida, ENEA, GSE e ISPRA hanno definito modalità, termini e criteri per i controlli, ciascuno per quanto di propria competenza, e ne hanno dato comunicazione sul proprio sito internet.

Con la delibera 19 novembre 2024, 491/2024/R/eel, l'Autorità ha stabilito che CSEA effettui il rimborso dei costi sostenuti da ENEA, da ISPRA e dal GSE per lo svolgimento dei controlli ai sensi di quanto previsto dall'art. 3, com-

ma 9, del DL n. 131/2023 e dall'art. 7 del decreto 10 luglio 2024, entro la fine del mese successivo a quello in cui sono trasmesse a CSEA le rendicontazioni, a valere sul conto di cui al comma 10.1, lettera b), del TIPPI.

La delibera 491/2024/R/EEL ha previsto inoltre che ciascun ente, in ragione delle specificità e delle differenze che caratterizzano le proprie attività, trasmetta alla Direzione Servizi di Sistema e Monitoraggio Energia (DSME) dell'Autorità una proposta contenente, per ogni attività prevista, il costo unitario corredato di una relazione giustificativa e del relativo periodo di validità, e la periodicità con cui saranno inviate a CSEA le relazioni aventi ad oggetto la consuntivazione delle attività di controllo svolte nel periodo, ai fini della liquidazione dei costi. Le suddette proposte devono essere valutate e approvate dal Direttore della DSME con proprio provvedimento.

Come previsto dal nuovo regime energivori definito con la delibera 619/2023/R/eel, come successivamente modificata e integrata, le modalità per riconoscere le agevolazioni prevedono che a decorrere dal 1° gennaio 2024 alle imprese energivore sono applicate aliquote ridotte della componente A_{SOS} , di cui al comma 1.1 del TIPPI, articolate in $A_{\text{SOS}1}$, $A_{\text{SOS}2}$, e $A_{\text{SOS}3}$ in coerenza con la struttura tariffaria stabilita dall'Autorità (trimestralmente aggiornata) ed in funzione della propria classificazione in base all'appartenenza o meno ai settori ad alto rischio o a rischio di rilocalizzazione delle attività per gli alti costi dell'energia elettrica. Le imprese energivore possono richiedere alla CSEA, in luogo dell'applicazione della componente A_{SOS} ridotta, il pagamento diretto del contributo minimo dovuto, determinato in termini di percentuale del valore medio del valore aggiunto lordo a prezzi di mercato al netto di eventuali imposte indirette e degli eventuali sussidi (VAL), calcolato in maniera differenziata in base alla propria classe di appartenenza. In tal caso il pagamento è effettuato con versamento diretto a CSEA in due rate annuali.

Entro il 31 maggio dell'anno $n+1$ CSEA verifica i dati di prelievo dell'anno di competenza n di tutte le imprese aventi medesima classe di agevolazione e individua l'opzione più vantaggiosa (fra metodologia con pagamento A_{SOS} ridotta o metodologia con contribuzione calcolata in percentuale sul VAL) per l'impresa, procedendo al calcolo dell'importo definitivo della contribuzione dovuta e conguagliando di conseguenza l'impresa con segno positivo o negativo. Entro il 31 maggio dell'anno $n+1$, CSEA pubblica sul Portale, tramite l'account di ciascuna impresa, il valore definitivo della contribuzione da pagare per l'anno n , sulla base del valore minimo come sopra calcolato, e comunica alle medesime imprese, tramite PEC, le modalità e la tempistica dell'eventuale conguaglio, da effettuare entro il 30 giugno dell'anno $n+1$.

Sulla base dei dati disponibili aggiornati al 18 marzo 2025 l'energia complessivamente agevolata nel 2024 è pari rispettivamente a circa 60,1 TWh, per un totale di 15.713 punti di prelievo (di cui oltre 6.703 in bassa tensione, con incidenza trascurabile sui volumi di energia agevolata, che è ripartita circa a metà tra media e alta tensione) (Tav. 3.10).

TAV. 3.10 *Energia agevolati e punti di prelievo agevolati per le imprese energivore nel 2024*

TIPOLOGIE	PUNTI DI PRELIEVO		ENERGIA PRELEVATA	
	N.	(%)	(TWh)	(%)
Bassa tensione	6.703	42,7%	290	0,5%
Media tensione	8.602	54,7%	30.610	50,9%
Alta e altissima tensione	408	2,6%	29.210	48,6%
TOTALE	15.713	100,0%	60.110	100,0%

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

Nella stima dell'onere complessivo del regime per il 2024 (calcolato sulla base dei dati aggiornati al 18 marzo 2025) prevale l'effetto della "clausola VAL_RX": 810 imprese (su 5.293) che usufruiscono di tale agevolazione, infatti, beneficiano del 47% circa del volume economico di agevolazione, mentre le rimanenti 4.483 imprese con agevolazione in "classe A_{SOS}X," pesano per circa il 53% del volume di agevolazioni (Tav. 3.11).

TAV. 3.11 Ammontare annuo di mancata contribuzione alla A_{SOS} nel 2024

CLASSE DI AGEVOLAZIONE	N. DI IMPRESE	MILIONI DI EURO	(%)
A _{SOS} 1	3.246	734,1	41,8%
A _{SOS} 2	887	164,5	9,4%
A _{SOS} 3	350	38,2	2,2%
VAL _R X	810	818,3	46,6%
TOTALE	5.293	1.755,2	100,0%

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

Regolamenti europei

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

I codici di rete e le linee guida 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.

TAV. 3.12 Codici di rete e linee guida previsti dal regolamento (CE) 714/2019

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

(segue)

	REGOLAMENTO	ABBREVIAZIONE (ACRONIMO)	ENTRATA IN VIGORE
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

Fonte: ARERA.

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 chiamati a valutare e approvare; lo sviluppo di metodologie può essere altresì previsto nell'ambito dei codici di rete, seppure in misura minore.

Regolamento (UE) 2195/2017 (regolamento *Balancing*)

Nel corso del 2024 ci sono state evoluzioni per quanto riguarda l'implementazione del regolamento *Balancing* e la partecipazione alle piattaforme europee di bilanciamento. Con la delibera 60/2024/R/eel, l'Autorità ha formalmente chiuso l'istruttoria conoscitiva avviata a settembre 2023, per approfondire le cause e per individuare possibili soluzioni in merito alle anomalie riscontrate nella formazione dei prezzi di sbilanciamento a seguito dell'avvio della partecipazione del sistema italiano alla piattaforma europea PICASSO per lo scambio di energia di bilanciamento da riserve automatiche per il ripristino della frequenza (aFRR). Le analisi svolte dall'Autorità hanno evidenziato come la formazione sulla piattaforma di prezzi marginali negativi per il sistema italiano è avvenuta sempre a seguito della convergenza nella medesima regione non congestionata di due o più LFC Area (l'unica frontiera che interconnette l'Italia con gli altri paesi della piattaforma aFRR è quella Italia-Austria) e la quasi totalità degli eventi è riconducibile alla situazione di fabbisogno aFRR inviato da Terna a scendere superiore alla semibanda di riserva secondaria condivisa sulla piattaforma, con la conseguente importazione di offerte estere, acquistate senza limite di prezzo. Per come era implementata la piattaforma PICASSO al suo avvio, infatti, i TSO connessi erano forzati a soddisfare il proprio fabbisogno istantaneo di bilanciamento con l'attivazione di aFRR, acquistate dalla piattaforma senza indicazione di prezzo, ignorando la disponibilità di altre tipologie di riserva più lente, comunque funzionali al bilanciamento del sistema e al ripristino della frequenza, ma potenzialmente più economiche.

A fronte di queste evidenze, l'Autorità ha deliberato la temporanea sospensione della partecipazione alla piattaforma, almeno fino all'implementazione delle misure di mitigazione proposte dai TSO europei a inizio 2024. Tali proposte prevedevano emendamenti al quadro di implementazione della piattaforma e alla metodologia di *pricing* e sono stati approvati da ACER a luglio 2024. A seguito di ciò, le pre-condizioni per la riconnessione alla piattaforma sono verificate e sono in corso le interlocuzioni tra Terna e l'Autorità per la definizione delle regole funzionali a riavviare la partecipazione in sicurezza.

La delibera 60/2024/R/eel prevedeva inoltre l'obbligo per Terna di elaborare e di inviare all'Autorità per approvazione un piano di lavoro aggiornato per l'avvio della partecipazione alla piattaforma MARI per lo scambio di energia di bilanciamento da riserve manuali per il ripristino della frequenza (mFRR), prevedendo adeguate tempistiche per la consultazione degli operatori in merito alle scelte implementative e l'approfondimento di possibili impatti negativi per il sistema nazionale. Tale piano di lavoro è stato approvato con delibera 174/2024/R/eel.

Nell'ambito della cooperazione europea nel gruppo di lavoro su *compliance and enforcement*, le Autorità di regolazione hanno approvato all'unanimità un documento di opinione con il quale si impegnano a dare seguito nel loro quadro regolatorio nazionale a procedure di verifica ed eventuale *enforcement* nei confronti del TSO, per assicurare l'ottemperanza agli obblighi di connessione e partecipazione alle piattaforme europee.

Infine, il 2024 ha rappresentato l'ultimo anno di operatività di Terna nella piattaforma TERRE, per lo scambio di energia di bilanciamento da riserve di sostituzione. Con la delibera 449/2024/R/eel, l'Autorità ha approvato la proposta di Terna di disconnettersi dalla piattaforma entro fine anno; tale scelta deriva dalla decisione dei TSO coinvolti nel progetto TERRE di chiudere definitivamente la piattaforma entro il 2025, a seguito delle innovazioni al disegno di mercato europeo introdotte dal regolamento (UE) 1747/2024, che rende incompatibile il prodotto scambiato su questa piattaforma con l'evoluzione del mercato *intraday*.

Regolamento (UE) 1222/2015 (regolamento CACM)

Nel 2024 si è concretizzata l'iniziativa legata alla riorganizzazione delle Regioni di calcolo della capacità (CCR) in Europa; con la decisione 4/2024 del 19 marzo 2024, ACER ha approvato la fusione delle due regioni *Core* e *Italy North*, creando la nuova Regione di calcolo della capacità dell'Europa Centrale (Central Europe CCR) per il calcolo della capacità nel mercato del giorno prima.

In seguito a questa decisione, il 17 ottobre 2024, i TSO della nuova regione, insieme a Swissgrid, hanno avviato una consultazione pubblica sulla proposta di metodologia per il calcolo della capacità per il mercato del giorno prima in conformità con il regolamento CACM. Tale metodologia comporterà l'avvio anche per il sistema italiano del meccanismo di calcolo e allocazione della capacità basato sul *flow-based*, a differenza dell'attuale metodo ATC. L'Autorità ha preso parte attivamente ai gruppi di lavoro con gli altri regolatori della regione e con i TSO coinvolti, monitorando e valutando lo sviluppo di questa metodologia, con l'intento di assicurare che le nuove procedure di calcolo della capacità *flow-based* siano coerenti con gli obiettivi di integrazione del mercato e sicurezza operativa del sistema elettrico nazionale.

Sempre con riferimento all'implementazione del regolamento CACM, nel corso del 2024, ARERA e il regolatore montenegrino REGAGEN hanno avviato i lavori del gruppo di implementazione del progetto di *market coupling* tra Italia e Montenegro, di cui fanno parte anche i gestori di rete Terna e CGES ed i gestori di mercato GME e BELEN. Anche il Consiglio dei ministri dell'*Energy Community* ha infatti adottato, a fine 2022, i principali regolamenti di mercato (CACM, FCA SOGL, ER e *Balancing*), in una versione adattata per la Regione balcanica, stabilendo in particolare la creazione della Regione per il calcolo della capacità Italia-Montenegro, nell'ambito della quale verranno sviluppate e approvate le metodologie previste dal regolamento CACM e già adottate per l'Italia con riferimento alle Regioni *Italy North* e *Greece-Italy*.

Codice di rete europeo per la *demand response*

Ai sensi dell'articolo 59(1)(e) del regolamento elettrico 943/2019, la Commissione europea ha avviato nel 2021 i lavori volti a definire un Codice di rete per armonizzare le regole di partecipazione ai mercati della *demand response*, ivi inclusi gli accumuli e la generazione distribuita. Nel corso del 2022 ACER, in cooperazione con tutti i regolatori europei, ha sviluppato e approvato le *framework guidelines* di riferimento, ai cui principi i soggetti incaricati alla stesura del futuro codice di rete dovranno attenersi. A marzo 2023 la Commissione europea ha formalmente invitato ENTSO-E e DSO Entity a elaborare e trasmettere ad ACER una proposta per il codice di rete su *demand response*, in linea con i principi stabiliti dalle *framework guidelines*. Tale proposta è stata formalmente inviata a maggio 2024. Nel corso dell'anno l'Autorità ha partecipato attivamente ai gruppi di lavoro coordinati da ACER, per contribuire alla revisione del codice e alla formulazione della raccomandazione formale alla Commissione europea da parte di ACER, attesa per i primi mesi del 2025.

L'obiettivo dell'Autorità è stato quello di orientare le regole e le procedure verso approcci non discriminatori e non sbilanciati, evitando sussidi ingiustificati a favore delle risorse distribuite e flessibili, in linea con il quadro regolatorio nazionale definito nell'ambito dei progetti pilota.

Regolamento (UE) 943/2019 – 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 (si veda in particolare la decisione n. 24/2020).

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 dovrebbe essere pienamente attuata da ENTSO-E con l'ERAA 2024. Nel frattempo, ENTSO-E ne ha implementate delle versioni semplificate nel 2021 (ERAA 2021) e nel 2022 (ERAA 2022), che ACER ha deciso di non approvare proprio in considerazione del fatto che tali semplificazioni ne avrebbero potenzialmente compromesso l'affidabilità (sovrastimando, secondo l'Agenzia, il rischio di adeguatezza).

Il 15 dicembre 2023, ENTSO-E ha presentato ad ACER, per approvazione, i risultati dell'ERAA 2023, comprendente gli scenari – Scenario A (di riferimento) e un ulteriore Scenario B (di sensitività) – come richiesto dal regolamento. L'analisi di ENTISOE conclude che:

- l'adeguatezza a livello nazionale dipende fortemente dalle ipotesi relative all'evoluzione dei sistemi elettrici dei paesi confinanti e, pertanto, evidenzia l'importanza del coordinamento regionale nel processo decisionale (si pensi all'introduzione del *capacity market*);
- nel breve e medio termine (anni target 2025 e 2028), le valutazioni economiche indicano l'esistenza di una significativa quantità di capacità a rischio di smantellamento che non sarà rimpiazzata da altrettanti investi-

menti sul medesimo arco temporale. Ciò si traduce nella potenziale riduzione dei margini disponibili con rischi di adeguatezza in alcuni paesi e soprattutto la criticità di mantenere l'attuale ritmo di integrazione delle fonti rinnovabili;

- nel lungo termine (anni target 2030 e 2033), le valutazioni economiche mostrano rischi importanti per il parco di generazione termoelettrica ipotizzato e, contemporaneamente, nuovi potenziali investimenti significativi (principalmente centrali elettriche a gas naturale), innescati dagli elevati prezzi di mercato, attesi per alcune ore dell'anno (c.d. ore di scarsità). Nel 2033, i paesi con la maggiore capacità a rischio sono Gran Bretagna, Polonia, Italia, Repubblica Ceca, Cipro, Germania, Lussemburgo, Ungheria, Danimarca, Serbia, Francia, Belgio.

Per la prima volta, l'ERAA 2023 modella la regola di aggiustamento automatico del *cap* dei prezzi di mercato sulla base della decisione ACER n. 1/2023 (che dall'attuale 4.000 €/MWh salirebbe, nelle simulazioni, fino a 8.500 €/MWh), la cui principale conseguenza, almeno in teoria, sarebbe quella di stimolare gli investimenti e quindi restituire un sistema relativamente adeguato nei prossimi anni, anche considerata la modellizzazione semplificata del premio al rischio. Ciò è in particolar modo riscontrabile nello Scenario A (*central reference*, di riferimento per l'eventuale introduzione del *capacity market* ai sensi del regolamento (EU) 943/2019), laddove lo Scenario B (*sensitivity*), seppure per semplificazioni metodologiche, riflette una minore propensione alla realizzazione di investimenti puramente a mercato.

Con la decisione n. 6/2024 del 2 maggio 2024, ACER ha approvato per la prima volta l'ERAA riconoscendo in particolare che l'analisi prodotta da ENTSO-E ha migliorato la coerenza delle ipotesi utilizzate nella modellizzazione dei rischi di adeguatezza e dei comportamenti di investimento, considerando correttamente l'evoluzione della rete europea nel tempo e gli obiettivi di emissioni di gas serra dell'UE per il 2030.

Tuttavia, affinché l'ERAA sia pienamente conforme alla metodologia e rappresenti uno strumento affidabile per i responsabili politici, l'ACER ritiene che l'ENTSO-E debba rafforzare l'ERAA 2024 adottando approcci di modellizzazione più robusti con particolare riferimento alle strategie di investimento in asset di generazione e stoccaggio, stimando la capacità interzonale adottando l'approccio *flow-based* e garantendo una maggiore coerenza con le regole del mercato europeo.

Regolamento (UE) 943/2019 – Rendite di congestione

L'articolo 19 del regolamento (UE) 943/2019 prevede che le rendite di congestione siano primariamente utilizzate per garantire la disponibilità della capacità per gli scambi fra le zone di mercato o per mantenere e incrementare 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 ACER n. 38/2020).

In particolare, con la delibera 9 aprile 2024, 137/2024/I/eel, l'Autorità ha pubblicato i dati relativi al saldo dei proventi e oneri derivanti dalle procedure di assegnazione della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione con l'estero e sui confini tra zone di mercato interne al territorio italiano per il periodo gennaio 2023-dicembre 2023. Differentemente dal passato, a partire dalla rendicontazione relativa al 2023, i valori sono determinati al lordo dei costi di *firmness* e della remunerazione dei diritti di trasmissione fisica o finanziaria a lungo termine non nominati (secondo quanto previsto dalla raccomandazione ACER n. 1/2022). Tali valori sono riportati nella tavola

3.13 per la quota parte spettante a Terna, suddivisi per frontiera e includendo anche le rendite relative ai confini tra zone d'offerta interni all'Italia.

TAV. 3.13 Rendite di congestione alle frontiere relative all'anno 2023

ANNO	CONFINE	M€
2023	Austria	37,18
	Francia	673,57
	Grecia	63,82
	Montenegro	47,98
	Slovenia	92,28
	Svizzera	270,55
	Zone interne	169,10
	TOTALE	1.354,48

Fonte: Terna.

Le rendite di congestione al netto dei costi di *firmness* e della remunerazione dei diritti non nominati (quota parte Terna quindi spettanti al sistema italiano) per il periodo gennaio-dicembre 2023 ammontano a circa 922 M€ (contro gli 832 M€ del 2022), 737 dei quali relativi all'allocazione della capacità alle frontiere con l'estero e i restanti 185 relativi ai confini tra zone d'offerta interni all'Italia (valore dato dalla somma delle rendite nazionali pari a 169 M€ e il saldo CCC pari a +16 M€).

Con il medesimo provvedimento, l'Autorità ha inoltre confermato che tali proventi sono stati utilizzati da Terna in conformità agli scopi previsti dall'articolo 19, comma 2, del regolamento (UE) 943/2019 e che nessun provento è stato utilizzato al fine di ridurre tariffe di rete.

Piani di sviluppo della rete di trasmissione

Rapporto di avanzamento del Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica

Con la delibera 30 gennaio 2024, 23/2024/R/eel, è stato previsto che Terna pubblichi il primo rapporto sintetico di avanzamento del Piano di sviluppo entro il 15 aprile 2024, in deroga alle disposizioni della delibera 24 gennaio 2023, 15/2023/R/eel, che aveva previsto tale rapporto entro il 28 febbraio, al fine di facilitarne la prima implementazione.

Le predette disposizioni (unitamente alle disposizioni della delibera 15/2023/R/eel) sono successivamente confluite nella ROTE in cui è previsto che:

- negli anni pari, Terna pubblichi e trasmetta all'Autorità un rapporto di avanzamento degli interventi presentati nel Piano di sviluppo; negli anni dispari il monitoraggio dell'avanzamento è incluso direttamente nella relativa edizione del Piano di sviluppo;

- l'avanzamento degli interventi di sviluppo è riferito alla data del 31 dicembre precedente l'anno di invio del rapporto o del piano;
- il Direttore della Direzione Infrastrutture Energia dell'Autorità definisce con propria determina i contenuti minimi delle schede progetto semplificate per il monitoraggio annuale dell'avanzamento del Piano di sviluppo negli anni pari.

Con la determina del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia dell'Autorità 31 gennaio 2024, 1/2024 – DINE, sono stati definiti i contenuti minimi del rapporto di avanzamento del Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica.

Autorizzazione alle spese preliminari alla realizzazione di progetti di trasmissione dell'energia elettrica

Terna ha presentato istanza per l'autorizzazione delle spese preliminari alla realizzazione dei seguenti interventi pianificati nello schema di Piano di sviluppo 2023:

- "HVDC Milano-Montalto";
- "Dorsale Adriatica (HVDC Foggia-Villanova-Fano-Forlì)";
- "Dorsale Ionica-Tirrenica (HVDC Priolo-Rossano-Montecorvino-Latina)";
- "Dorsale Sarda (HVDC Fiumesanto-Montalto e Sardinian Link)".

Tale istanza è stata effettuata ai sensi della delibera 15/2023/R/eel che ha introdotto un processo di "approvazione di progetti a due fasi", e in particolare una prima di fase di approvazione relativa alle sole spese pre-realizzazione che ha il fine di favorire l'accelerazione del processo di approvazione dei progetti, consentendo di anticipare l'avanzamento delle fasi precedenti alla realizzazione.

Con delibera 30 luglio 2024, 337/2024/R/eel, l'Autorità ha valutato positivamente parte dell'istanza e autorizzato le spese preliminari alla realizzazione degli interventi "HVDC Milano-Montalto", "Dorsale Adriatica (HVDC Foggia-Villanova-Fano-Forlì)" e "Sardinian Link" nell'ambito della dorsale sarda.

Accelerazione degli interventi di sviluppo della rete di trasmissione nazionale con potenziali elevati benefici

Con il documento per la consultazione 30 luglio 2024, 341/2024/R/eel, l'Autorità ha esposto i propri orientamenti in materia di estensione temporale, con possibili modifiche, del meccanismo di accelerazione degli interventi di sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica mediante valutazione a due fasi e autorizzazione del riconoscimento delle spese preliminari alla realizzazione degli interventi, che era stato definito in sede di prima applicazione per il biennio 2023-2024 dalla delibera 15/2023/R/eel e che prevedeva la facoltà che Terna potesse presentare istanza per l'autorizzazione alle spese preliminari alla realizzazione di tre progetti, entro il tetto del 5% dei costi di investimento previsti per ciascun progetto.

Alla luce dell'esperienza di prima applicazione e delle raccomandazioni e disposizioni in ambito europeo, gli orientamenti dell'Autorità hanno riguardato:

- estensione temporale del meccanismo di accelerazione degli investimenti, relativamente ad interventi caratterizzati da potenziali elevati benefici ma anche affetti da significative incertezze: il motivo principale di tale orientamento è che eventuali "ritardi" nella realizzazione delle infrastrutture potrebbero comportare impatti (socio-economici per il sistema) negativi ben maggiori degli effetti economici del meccanismo stesso;
- applicazione del meccanismo di accelerazione degli interventi di sviluppo ai bienni 2025-2026 e 2027-2028, in ragione della frequenza di predisposizione dei piani di sviluppo, con la previsione che Terna anticipi in una eventuale comunicazione l'intenzione di presentare istanza qualora questa non sia contestuale o immediatamente successiva all'invio del piano medesimo: in tal modo i relativi interventi, per i quali sarebbe richiesta la valutazione sulla prima fase di pre-realizzazione, non sarebbero oggetto di valutazione da parte dell'Autorità nell'ambito del parere sul Piano di sviluppo;
- definizione del limite massimo delle spese di pre-realizzazione che può essere oggetto di capitalizzazione nel cespite "spese preliminari", pari al 5% del costo di investimento dell'intervento previsto in sede di istanza, senza limitazioni al numero di interventi né a un eventuale costo di investimento "minimo", ma con un vincolo alla spesa di investimento complessiva degli interventi di 4 miliardi di euro per biennio e, di conseguenza, con un vincolo massimo (per biennio) di 200 milioni di euro di spese di pre-realizzazione capitalizzabili nel relativo cespite;
- definizione puntuale dell'elenco di attività autorizzabili come spese preliminari nell'ambito del meccanismo di accelerazione, prevedendo la possibilità per Terna di estendere tale elenco presentando una richiesta motivata.

In risposta al documento per la consultazione n. 341/2024/R/eel sono pervenute osservazioni da parte di tre soggetti, tra cui Terna. In esito alla consultazione e alle osservazioni di cui sopra, con delibera 17 dicembre 2024, 562/2024/R/eel, l'Autorità ha definito il meccanismo di accelerazione degli interventi di sviluppo inserendo all'interno della ROTE l'art. 47 il cui schema era già stato presentato nel documento per la consultazione, con le seguenti modifiche:

- limite massimo alla capitalizzazione delle spese preliminari pari al 5% del costo di investimento previsto, con la possibilità per Terna di richiedere un limite inferiore;
- limite massimo complessivo di spese preliminari potenzialmente oggetto di riconoscimento tariffario dedicato pari a 200 milioni di euro per tutti gli interventi oggetto di istanza nell'arco di ciascun biennio.

Allocazione dei costi del Progetto di interconnessione fra Italia continentale, Corsica (FR) e Sardegna (IT) SACOI 3

Con la delibera 17 ottobre 2024, n. 416/2024/R/eel, l'Autorità, congiuntamente con l'Autorità di regolazione francese, ha deciso l'allocazione dei costi di investimento del progetto di interesse comune (PCI) SACOI 3, e in particolare ha approvato l'allegata *Coordinated decision by the Commission de Régulation de l'Énergie and the Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente on the investment request for the SACOI 3 project*.

Il progetto di interconnessione fra Italia continentale, Corsica e Sardegna (SACOI 3), promosso da Terna e da EDF (operatore della rete in alta tensione della Corsica), consiste nella realizzazione di un nuovo sistema bipolare *High Voltage Direct Current Voltage Source Converter* (HVDC VSC) tri-terminale 2x200 MW con elettrodi marini e di tre nuove stazioni di conversione, di cui due in Italia (a Codrongianos e a Suvereto) e una in Corsica (a Lucciana).

Con il regolamento delegato (UE) 1041/2024 della Commissione europea, del 28 novembre 2023, il progetto SACOI 3 è stato confermato nell'elenco dell'Unione dei progetti di interesse comune (PCI) con codice aggiornato PCI 1.10; esso risulta perciò eleggibile per una decisione di ripartizione transfrontaliera dei costi: a tal proposito, l'Autorità e la *Commission de régulation de l'énergie* (CRE, Autorità di regolazione francese) hanno condotto un'analisi congiunta del progetto al fine di ripartirne i costi di investimento.

La delibera 416/2024/R/eel ha previsto principalmente quanto segue:

- il costo di investimento del progetto SACOI 3 è allocato per il 100% degli investimenti relativi agli asset di proprietà EDF in capo alla Francia e, relativamente agli investimenti degli asset di proprietà Terna, in capo alla Francia per il 45,5% e in capo all'Italia per il 54,5%;
- relativamente all'inclusione dei costi del progetto nelle tariffe di rete, viene esteso a sei anni il periodo di remunerazione delle immobilizzazioni in corso 2024-2027;
- trova applicazione l'incentivazione all'ottenimento di contributi pubblici nella misura convenzionale del 10%, mentre non si applicano gli incentivi per la realizzazione della capacità di trasporto e per l'efficienza dei costi di investimento;
- Terna fornisce annualmente all'Autorità entro il 31 gennaio le informazioni previste dall'art. 16 comma 3 del regolamento (UE) 869/2022 del Parlamento europeo e del Consiglio del 30 maggio 2022, con informazioni riferite al 31 dicembre dell'anno precedente, e, negli anni in cui essa è prevista, trasmette la relazione ai sensi dell'art. 5 comma 4 del medesimo regolamento (UE) 869/2022.

Aggiornamento dell'ambito della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica

Il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, prevede che il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato (oggi Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica) determini, sentiti l'Autorità e i soggetti interessati, l'ambito della rete di trasmissione nazionale.

Con l'atto 25 giugno 2024, n. 254/2024/I/eel, l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica in merito all'inclusione nell'ambito della rete di trasmissione nazionale della linea elettrica 380 kV Brindisi-Enipower Brindisi.

L'intervento soddisfa la necessità di avere in servizio risorse regolanti nell'area di Brindisi per garantire la stabilità della tensione sui nodi della rete di trasmissione nei periodi di basso fabbisogno, oltre alla necessità di attività pro-pedeutiche alla connessione nell'area di numerosi impianti fotovoltaici ed eolici *on-shore*.

Con l'atto 27 dicembre 2024, n. 589/2024/I/eel, l'Autorità ha espresso al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica parere favorevole in merito all'inclusione nell'ambito della RTN di elementi di rete di proprietà di Areti, costituiti da poco meno di 500 km di elettrodotti, dagli elementi in alta tensione di 3 cabine primarie e da raccordi in alta tensione. L'acquisizione determina un beneficio per il sistema elettrico, consentendo la riduzione della complessità di esercizio e una maggiore tempestività nell'implementazione delle scelte di rinnovo/potenziamento, con sostanziale invarianza delle tariffe di rete complessive per il sistema elettrico.

Tutela dell'ambiente e innovazione

Iniziative a sostegno della transizione energetica

Iniziative a sostegno della mobilità elettrica e della progressiva decarbonizzazione dei consumi

Per perseguire gli obiettivi illustrati nella precedente *Relazione Annuale* – relativi alla necessità di integrare l'elettrificazione dei consumi finali con lo sviluppo razionale delle reti e di superare eventuali barriere regolatorie (cfr. p. 160 del Volume 2 della *Relazione Annuale* 2023) – di attuare quanto disposto nella delibera 634/2023/R/eel e di approfondire alcune delle proposte formulate nel documento di consultazione 540/2023/R/eel, nei primi mesi dell'anno 2024, gli uffici della Divisione Energia hanno costituito Tavoli tecnici, detti "Focus group sulla mobilità elettrica", coinvolgendo i principali portatori di interesse nei settori della distribuzione e vendita di energia elettrica nonché della mobilità elettrica. In questo contesto sono state svolte due riunioni (ad aprile e luglio) e altrettante consultazioni interne, tese a valutare in dettaglio la potenziale efficacia e le modalità attuative di diversi possibili interventi di carattere tariffario applicabili nei contesti di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico. Nell'ambito dei medesimi Tavoli tecnici, è stata altresì illustrata la banca dati costruita e messa a disposizione da ARERA per analizzare le caratteristiche dei profili di prelievo tipici dei punti di connessione elettrica dedicati esclusivamente ad alimentare stazioni di ricarica dei veicoli elettrici, meglio descritte nel successivo paragrafo "Progetti pilota e sperimentazioni".

Il 30 aprile 2024, nella propria memoria 161/2024/I/com in merito alla proposta di aggiornamento del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), ARERA ha sviluppato anche alcune considerazioni sui temi della mobilità elettrica. Come già accennato nella precedente *Relazione Annuale*, si ritiene che il regolamento (EU) 1804/2023 (c.d. "*Alternative fuels infrastructures regulation*" o "AFIR") fissi obiettivi molto sfidanti in merito alla rete di ricarica da sviluppare e, conseguentemente, anche alla sua integrazione nel sistema elettrico nazionale. Si è altresì evidenziata l'opportunità che eventuali agevolazioni pubbliche tese a ridurre i costi di ricarica in luoghi accessibili al pubblico siano rivolte direttamente agli automobilisti, anziché poggiate sulle tariffe elettriche pagate dai gestori dei punti di ricarica, e siano concentrate su coloro che trovano più barriere nell'acquisto di un veicolo elettrico, sia di natura sociale (per esempio, condizioni di reddito) sia per altri aspetti legati alle caratteristiche urbanistiche, come l'indisponibilità di punti di ricarica privati.

Il già citato regolamento AFIR ha affidato alle Autorità di regolazione dell'energia di ogni Stato membro dell'Unione la pubblicazione dei risultati di una valutazione relativa al "*contributo potenziale della ricarica bidirezionale alla riduzione dei costi per l'utente e per il sistema e all'incremento della quota di energia elettrica rinnovabile nel sistema elettrico*". A tal fine, con la pubblicazione della relazione 17 ottobre 2024, 417/2024/R/eel – anche con il supporto degli enti e delle associazioni partecipanti ai focus group sulla mobilità elettrica – ARERA ha illustrato come la ricarica bidirezionale dei veicoli elettrici ha ancora bisogno di tempo per progredire verso una maturità sufficiente da consentirne un impiego su larga scala e un impatto misurabile sul funzionamento del sistema elettrico nazionale. Questo processo di maturazione coinvolge una molteplicità di aspetti, di natura non solo normativa e tecnologica, ma anche economica e sociale; tra questi aspetti rientra anche il fatto che il razionale

economico di queste soluzioni, basato su differenziali di prezzo sempre più rilevanti ed esigenze di flessibilità, si manifesterà progressivamente con lo sviluppo delle rinnovabili e l'avanzamento della transizione energetica, che porterà sempre maggiori carichi sulla rete di distribuzione (con conseguente maggiore fabbisogno da parte dei distributori di approvvigionarsi di servizi a salire).

Nel corso dell'anno 2024 l'Autorità ha avviato e completato il procedimento teso a implementare il meccanismo di agevolazioni per la fornitura di energia elettrica alle infrastrutture di "*cold ironing*" (IdC) – cioè l'elettificazione delle banchine portuali per alimentare le navi in sosta – come definito dal decreto legge 30 dicembre 2019, n. 162 (all'art. 34-*bis*) e successivamente modificato e integrato (in ultimo dalla legge 30 dicembre 2023, n. 214): in base agli esiti della consultazione 28 maggio 2024, 211/2024/R/eel, e alle indicazioni fornite dalla Commissione europea nella propria decisione 17 giugno 2024, C/2024/3934, sulla compatibilità della misura agevolativa con le linee guida europee sugli aiuti di Stato, ARERA ha adottato la delibera 19 novembre 2024, 492/2024/R/eel.

Il provvedimento ARERA disciplina la procedura che deve essere seguita dai soggetti gestori delle infrastrutture di *cold ironing* (nel seguito: GdI) per ottenere gli sconti sulle bollette elettriche: a fronte di un accreditamento iniziale presso la CSEA e di una periodica rendicontazione delle bollette pagate per la fornitura di energia elettrica alle IdC, la CSEA eroga trimestralmente rimborsi di importo pari alla spesa effettivamente sostenuta per gli oneri generali di sistema.

Attuazione dell'art. 1, comma 258, della Legge di bilancio 2024 e aggiornamento del Registro delle cooperative storiche dotate di rete propria, del Registro delle cooperative esistenti non storiche dotate di rete propria e del Registro dei Consorzi storici dotati di rete propria

L'art. 1, comma 258, della legge 30 dicembre 2023, n. 213 (Legge di bilancio 2024) ha previsto che "*Le cooperative esistenti, operanti nelle Province Autonome di Trento e di Bolzano, che connettono clienti non soci, sono considerate, ai fini del Testo integrato delle disposizioni per la regolamentazione delle cooperative elettriche (TICOOP), di cui alla delibera dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA) ARG/elt 113/10 del 26 luglio 2010, come cooperative storiche concessionarie di cui alla parte II del medesimo Testo integrato fino alla data di rilascio di tutte le concessioni di distribuzione con le modalità previste dalla vigente normativa e comunque non oltre il 31 dicembre 2025*".

Al fine di dare attuazione a quanto disposto dall'art. 1, comma 258, della Legge di bilancio 2024, l'Autorità, con la delibera 27 febbraio 2024, 54/2024/R/eel, ha modificato le previsioni in materia di cooperative esistenti di cui all'art. 2 della delibera 26 luglio 2010, ARG/elt 113/10 e di cui ai punti 3, 4, 5, 8 e 10 della delibera 22 marzo 2022, 116/2022/R/eel al fine di renderle coerenti con quanto disposto dal medesimo art. 1, comma 258, della legge di Bilancio 2024.

Conseguentemente, l'Autorità, con la delibera 54/2024/R/eel, ha aggiornato il Registro delle cooperative esistenti non storiche al fine di eliminare ogni riferimento alle date di rilascio delle concessioni di distribuzione di energia elettrica. Per effetto di quanto disposto dall'art. 1, comma 258, della Legge di bilancio 2024, infatti, l'equiparazione delle cooperative esistenti non storiche alle cooperative storiche concessionarie non cessa con l'ottenimento della concessione di distribuzione di energia elettrica, ma rimane vigente fino alla prima data tra:

- la data di rilascio di tutte le concessioni di distribuzione di energia elettrica a tutte le cooperative elettriche classificate come esistenti e
- il 31 dicembre 2025.

L'aggiornamento, avvenuto con la delibera 54/2024/R/eel, del Registro delle cooperative storiche dotate di rete propria ha previsto che le 8 cooperative elettriche per le quali la Provincia Autonoma di Bolzano aveva rilasciato le concessioni di distribuzione di energia elettrica a decorrere dal primo giorno del mese successivo alla data di rilascio della relativa concessione fossero eliminate dalla sezione "Cooperative storiche esistenti dotate di rete propria" e fossero contestualmente inserite nella sezione "Cooperative storiche concessionarie dotate di rete propria".

Inoltre, l'Autorità:

- con la delibera 19 novembre 2024, 484/2024/R/eel, ha aggiornato il Registro delle cooperative storiche dotate di rete propria prevedendo che le ulteriori 2 cooperative elettriche per le quali la Provincia Autonoma di Bolzano aveva rilasciato le concessioni di distribuzione di energia elettrica a decorrere dal primo giorno del mese successivo alla data di rilascio della relativa concessione fossero eliminate dalla sezione "Cooperative storiche esistenti dotate di rete propria" e fossero contestualmente inserite nella sezione "Cooperative storiche concessionarie dotate di rete propria";
- con la delibera 10 dicembre 2024, 540/2024/R/eel, ha aggiornato il Registro dei Consorzi storici dotati di rete propria prevedendo l'inserimento di un consorzio elettrico nel medesimo Registro a seguito del ricevimento della dichiarazione ai sensi dell'art. 2, comma 2.1, della delibera 22 dicembre 2016, 787/2016/R/eel (con cui l'Autorità ha, tra l'altro, avviato la ricognizione delle cooperative storiche dotate di rete propria, delle cooperative esistenti dotate di rete propria e dei consorzi storici dotati di rete propria, ai fini del proprio censimento).

Aggiornamento del Registro dei Sistemi di distribuzione chiusi esistenti

I Sistemi di distribuzione chiusi (SDC) sono reti con obbligo di connessione dei soli terzi connettabili che distribuiscono energia elettrica all'interno di siti industriali, commerciali o di servizi condivisi geograficamente limitati e che, a eccezione dei casi previsti dall'art. 6, comma 6.1, del Testo integrato sistemi di distribuzione chiusi (TISDC, allegato A alla delibera 12 novembre 2015, 539/2015/R/eel), non riforniscono clienti finali civili. Tali sistemi di distribuzione, nella titolarità e gestione di soggetti diversi da Terna e dalle imprese distributrici concessionarie, sono caratterizzati dal fatto che, per specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti dei sistemi di distribuzione in questione sono integrati oppure dal fatto che distribuiscono energia elettrica principalmente al proprietario o al gestore del sistema di distribuzione o alle loro imprese correlate. L'insieme degli SDC, come da ultimo modificato dalla delibera 8 novembre 2022, 556/2022/R/eel, è suddivisibile nei due seguenti sottoinsiemi: SDC esistenti e SDC nuovi.

L'Autorità, nel corso dell'anno 2024:

- con la delibera 20 febbraio 2024, 43/2024/R/eel, ha eliminato, con effetti a decorrere dal 22 settembre 2021, la configurazione elettrica denominata "Alta Metal" e identificata con il codice distributore 645 dal Registro degli SDC esistenti. Tale eliminazione dal Registro dei SDC esistenti avviene, previa segnalazione da parte del relativo Gestore dell'SDC esistente, a seguito della connessione, dal 22 settembre 2021, alla rete con obbligo di connessione di terzi delle due unità di consumo che costituivano il precedente SDC esistente con conseguente cessazione delle condizioni per essere classificata come SDC esistente;

- con la delibera 16 luglio 2024, 292/2024/R/eel, ha eliminato, con effetti a decorrere dal 29 marzo 2024, la configurazione elettrica inizialmente identificata come Rete Interna di Utente (RIU) e identificata con il codice distributore 723 dal Registro degli SDC esistenti. Tale eliminazione dal Registro degli SDC esistenti avviene, previa segnalazione da parte del relativo Gestore dell'SDC esistente, perché la configurazione elettrica inizialmente identificata come RIU non è più stata gestita come RIU a decorrere dal 29 marzo 2024, data in cui il relativo Gestore della RIU ha richiesto la dismissione del punto di interconnessione tra la configurazione elettrica inizialmente identificata come RIU e la rete di trasmissione nazionale.

Inoltre, sia la delibera 43/2024/R/eel, sia la delibera 292/2024/R/eel hanno dato mandato a Terna affinché, ai sensi di quanto disposto dall'art. 9, commi 9.11 e 9.14, del TISDC e in attuazione delle medesime delibere, aggiorni il Registro degli SDC esistenti.

A seguito degli aggiornamenti del Registro degli SDC esistenti disposti dalle delibere 43/2024/R/eel e 292/2024/R/eel, il numero degli SDC esistenti, di cui al relativo Registro degli SDC esistenti, è pari a 64, suddivisi in 31 RIU e 33 Altri SDC (ASDC).

Modifiche al Testo integrato autoconsumo diffuso e verifica delle regole tecniche per il servizio per l'autoconsumo diffuso predisposte dal GSE

L'Autorità, approvando il Testo integrato autoconsumo diffuso (TIAD, allegato A alla delibera 27 dicembre 2022, 727/2022/R/eel), ha attuato, per la parte di competenza della medesima Autorità, le disposizioni dei decreti legislativi 8 novembre 2021, n. 199 e n. 210 in materia di comunità energetiche rinnovabili (CER), comunità energetiche dei cittadini (CEC), gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, gruppi di clienti attivi che agiscono collettivamente, autoconsumatori individuali di energia rinnovabile "a distanza" con linea diretta, autoconsumatori individuali di energia rinnovabile "a distanza" che utilizzano la rete di distribuzione e clienti attivi "a distanza" che utilizzano la rete di distribuzione.

Successivamente, il decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 7 dicembre 2023, n. 414 (di seguito: decreto ministeriale 7 dicembre 2023), entrato in vigore il 24 gennaio 2024, disciplina, ai sensi dell'art. 8 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, le modalità di incentivazione per sostenere l'energia elettrica prodotta da impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili inseriti in configurazioni per l'autoconsumo diffuso e definisce criteri e modalità per la concessione dei contributi previsti dalla Missione 2, Componente 2, Investimento 1.2 ("Promozione rinnovabili per le comunità energetiche e l'autoconsumo") del PNRR.

L'Autorità, a seguito dell'approvazione del decreto ministeriale 7 dicembre 2023, con la delibera 30 gennaio 2024, 15/2024/R/eel, ha:

- modificato e integrato il Testo integrato autoconsumo diffuso al fine di renderlo coerente con le disposizioni normative previste dal medesimo decreto ministeriale 7 dicembre 2023;
- verificato positivamente, per la parte di competenza della medesima Autorità e ai sensi del Testo integrato autoconsumo diffuso, il documento "Decreto CACER e TIAD – Regole operative per l'accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso e al contributo PNRR" (di seguito: Regole Operative decreto CACER e TIAD) trasmesso dal GSE nel mese di gennaio 2024.

Definizione della remunerazione degli impianti non rilevanti di produzione di energia elettrica soggetti all'obbligo di massimizzazione della produzione

L'art. 5-*bis*, comma 1, del DL n. 14/2022 ha previsto che, al fine di fronteggiare l'eccezionale instabilità del sistema nazionale del gas naturale derivante dalla guerra in Ucraina e di consentire il riempimento degli stoccaggi di gas naturale per l'anno termico 2022-2023, possano essere adottate le misure finalizzate all'aumento della disponibilità di gas naturale e alla riduzione programmata dei consumi di gas naturale previste dal piano di emergenza del sistema italiano del gas naturale. In particolare, l'art. 5-*bis*, comma 4, del DL n. 14/2022 ha previsto, tra l'altro, che il programma di massimizzazione può comprendere l'utilizzo degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da bioliquidi sostenibili.

Successivamente, la legge 21 aprile 2023, n. 41 ha modificato l'art. 5-*bis*, comma 4, del DL n. 14/2022 prevedendo che, ai fini della massimizzazione della produzione, possano essere utilizzati anche impianti di produzione alimentati da biomasse solide.

Le disposizioni normative precedentemente descritte hanno, inoltre, assegnato all'Autorità il compito di definire i corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori costi rispetto ai proventi derivanti dalla vendita di energia elettrica nel mercato elettrico, strettamente necessari per sostenere l'esercizio degli impianti di produzione nel periodo emergenziale ed effettivamente sostenuti.

Pertanto, l'Autorità, con la delibera 725/2022/R/eel, ha, tra l'altro, avviato un procedimento per la quantificazione dei prezzi minimi garantiti che saranno oggetto di applicazione durante il periodo di massimizzazione della produzione, nonché per la definizione delle relative modalità e tempistiche di erogazione (ivi inclusi acconti e conguagli). Nel corso del procedimento, l'Autorità si è avvalsa di RSE al fine di approfondire la struttura e l'entità dei costi di produzione degli impianti di produzione interessati.

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 725/2022/R/eel, l'Autorità, con la delibera 16 maggio 2023, 209/2023/R/eel (come integrata e modificata successivamente con la delibera 19 dicembre 2023, 601/2023/R/eel e con la delibera 12 marzo 2024, 75/2024/R/eel) e sulla base degli studi effettuati da RSE, ha definito le *"Modalità di remunerazione, tramite lo strumento dei prezzi minimi garantiti, degli impianti non rilevanti di produzione di energia elettrica soggetti alla massimizzazione della produzione ai sensi dell'art. 5-bis del DL 14/2022"*, riportate nell'allegato A alla medesima delibera 209/2023/R/eel.

L'Autorità, con l'allegato A alla delibera 209/2023/R/eel (come integrato e modificato successivamente con la delibera 601/2023/R/eel e con la delibera 75/2024/R/eel) e definendo la remunerazione degli impianti non rilevanti di produzione alimentati da bioliquidi e da biomasse, ha:

- definito i prezzi minimi garantiti a copertura dei costi medi di acquisto del combustibile e dei costi di natura operativa per la produzione di energia elettrica. Essi non sono numeri predefiniti e statici, ma sono aggiornati periodicamente tenendo conto:
 - dei riferimenti disponibili di prezzo dei combustibili, come evidenziati da RSE;
 - dei riferimenti disponibili di prezzo del gasolio utilizzato per il trasporto dei combustibili, sulla base delle ipotesi valutate da RSE;

- esplicitato i parametri che saranno oggetto di aggiornamento, per esempio su base annuale, per effetto del tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat, con particolare riferimento al costo orario del personale coinvolto nelle attività di manutenzione, nel trasporto dei combustibili e nell'esercizio degli impianti di produzione;
- definito le modalità per quantificare, per un intero periodo di massimizzazione della produzione, i ricavi minimi garantiti per i produttori (prodotto tra la produzione netta di energia elettrica e i prezzi minimi garantiti) e i ricavi convenzionali corrispondenti al valore dell'energia elettrica venduta o consumata in sito. Tale quantificazione è effettuata dal GSE;
- previsto che il GSE eroghi ai produttori che gestiscono impianti di produzione non rilevanti obbligati alla massimizzazione della produzione la differenza, se positiva, tra i ricavi minimi garantiti e i ricavi convenzionali; tale erogazione avviene a congruo al termine di ciascun periodo di massimizzazione, fatta salva la possibilità per il GSE di prevedere forme di acconto;
- previsto gli obblighi informativi, in capo ai produttori e ai gestori di rete, affinché il GSE disponga di tutti i dati necessari allo scopo.

Definizione della remunerazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da biogas, biomasse solide e bioliquidi sostenibili

L'art. 3-ter, comma 1, del DL n. 57/2023 (che sostituisce l'art. 24, comma 8, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28) e l'art. 5, comma 3-bis, del DL n. 181/2023 hanno previsto che l'Autorità dovesse definire i prezzi minimi garantiti per la produzione di energia elettrica da impianti di produzione alimentati da biogas e biomasse solide, prevedendo che i medesimi prezzi minimi garantiti siano applicati in relazione all'energia elettrica prodotta a decorrere dal 28 luglio 2023 (data di entrata in vigore all'art. 3-ter del DL n. 57/2023).

Conseguentemente, l'Autorità, con la delibera 9 aprile 2024, 132/2024/R/eel (come successivamente integrata e modificata dalla delibera 23 luglio 2024, 305/2024/R/eel) e il relativo allegato A, ha definito i prezzi minimi garantiti per la produzione di energia elettrica da impianti di produzione alimentati da biogas e biomasse solide a copertura dei costi medi di acquisto del combustibile e dei costi di natura operativa per la produzione di energia elettrica sulla base di studi effettuati da RSE.

L'Autorità, con la delibera 132/2024/R/eel, ha previsto forme di indicizzazione del costo di acquisto del combustibile a riferimenti di prezzo disponibili (riportati anche nei rapporti redatti da RSE), evitando al contempo forme di reintegrazione puntuale dei costi sostenuti. Essi non sono prezzi predefiniti e statici, ma sono aggiornati periodicamente tenendo conto:

- dei riferimenti disponibili di prezzo dei combustibili, come evidenziati da RSE;
- dei riferimenti disponibili di prezzo del gasolio utilizzato per il trasporto dei combustibili, sulla base delle ipotesi valutate da RSE.

Inoltre, l'Autorità, con la medesima delibera 132/2024/R/eel, ha:

- esplicitato i parametri che saranno oggetto di aggiornamento, per esempio su base annuale, per effetto del tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat, con particolare riferimento al costo orario del personale coinvolto nelle attività di manutenzione, nel trasporto dei combustibili e nell'esercizio degli impianti di produzione;

- definito le modalità per quantificare in modo convenzionale, non solo i ricavi minimi garantiti per i produttori sulla base dei prezzi minimi garantiti, ma anche i ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica o dei minori costi associati all'energia elettrica consumata in sito;
- previsto che il GSE eroghi ai produttori che gestiscono impianti di produzione che rispettano i requisiti di cui all'art. 3-ter, comma 1, del DL n. 57/2023, la differenza, se positiva, tra i ricavi minimi garantiti e i ricavi convenzionali; e che tale erogazione avvenga a congruaggio al termine di ciascun anno solare, fatta salva la possibilità per il GSE di prevedere forme di acconto.

Successivamente, l'art. 5, comma 2, del DL n. 181/2023, nella sua formulazione risultante a seguito della conversione in legge, prevede che *"a partire dalla data di entrata in vigore del presente decreto [10 dicembre 2023] fino alla data di entrata in operatività del meccanismo di cui al comma 1 e comunque non oltre il 31 dicembre 2025, agli impianti a bioliquidi sostenibili che rispettino i requisiti e le condizioni di cui agli articoli 40 e 42 del decreto legislativo n. 199 del 2021, si applicano prezzi minimi garantiti definiti sulla base dei criteri di cui all'articolo 24, comma 8, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28"*.

Conseguentemente, l'Autorità, con la delibera 23 luglio 2024, 306/2024/R/eel (come successivamente integrata e modificata dalla delibera 3 dicembre 2024, 518/2024/R/eel) e il relativo allegato A, ha dato seguito a quanto previsto dall'art. 5, comma 2, del DL n. 181/2023 definendo i prezzi minimi garantiti per la produzione di energia elettrica da impianti di produzione alimentati da biogas e biomasse solide a copertura dei costi medi di acquisto del combustibile e dei costi di natura operativa per la produzione di energia elettrica sulla base di studi effettuati da RSE.

Si evidenzia, in particolare, che l'Autorità, con riferimento alla sostenibilità dei bioliquidi (che è un requisito necessario per l'accesso al meccanismo), ha dato seguito a quanto richiamato dal Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica nella propria lettera del 7 giugno 2024, prevedendo che:

- nel caso degli impianti di produzione di potenza attiva nominale fino a 1 MW, ad eccezione delle centrali ibride, che non accedono a strumenti incentivanti per l'energia elettrica prodotta a carico delle tariffe elettriche, la sostenibilità dei bioliquidi sia attestata sulla base dei requisiti di cui all'art. 42 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, in quanto per tali impianti di produzione il meccanismo dei prezzi minimi garantiti trovava già applicazione (seppure con condizioni economiche diverse) prima del 20 novembre 2023 (data di entrata in vigore della direttiva 2023/2413/UE);
- nel caso degli altri impianti di produzione, la sostenibilità dei bioliquidi sia attestata sulla base dei requisiti previsti dalla direttiva 2023/2413/UE; nelle more del pieno recepimento della medesima direttiva 2023/2413/UE, il rispetto dei requisiti è attestato tramite opportune autocertificazioni da parte degli operatori.

L'Autorità, con la delibera 306/2024/R/eel (come successivamente integrata e modificata dalla delibera 518/2024/R/eel) e il relativo allegato A, ha definito i prezzi minimi garantiti sulla base del rapporto RSE, tramite formule che consentano di differenziare i prezzi in base alla potenza dell'impianto di produzione, nonché di tenere conto della variazione nel tempo dei valori di costo delle materie prime. I prezzi minimi garantiti sono oggetto di aggiornamento automatico tenendo conto:

- dei riferimenti disponibili di prezzo dei combustibili, come evidenziati da RSE, lasciando la possibilità ai produttori di indicare il combustibile effettivamente utilizzato;
- dei riferimenti disponibili di prezzo del gasolio utilizzato per il trasporto dei combustibili, sulla base delle ipotesi valutate da RSE.

Inoltre, l'Autorità, con la delibera 306/2024/R/eel (come successivamente integrata e modificata dalla delibera 518/2024/R/eel) e il relativo allegato A, ha:

- esplicitato i parametri da aggiornare, su base annuale, per effetto del tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat, con particolare riferimento al costo orario del personale coinvolto nelle attività di manutenzione, nel trasporto dei combustibili e nell'esercizio degli impianti di produzione;
- previsto la quantificazione non solo dei ricavi minimi garantiti per i produttori, sulla base dei prezzi minimi garantiti, ma anche dei ricavi convenzionali derivanti dalla vendita dell'energia elettrica o dei minori costi convenzionali associati all'energia elettrica consumata in sito;
- previsto che il GSE eroghi, ai produttori che rispettano i requisiti di cui all'art. 5, comma 2, del DL n. 181/2023, con effetti dal 10 dicembre 2023, la differenza, se positiva, tra i ricavi minimi garantiti e i ricavi convenzionali; tale erogazione avviene a conguaglio al termine di ciascun anno solare, fatta salva la definizione, da parte del GSE, di acconti mensili.

Parere al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica in relazione allo schema di decreto ministeriale recante "Meccanismo di supporto per impianti a fonti rinnovabili con costi di generazione vicini alla competitività di mercato di cui agli articoli 6 e 7 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199" – FER X

Il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nel mese di aprile 2024, ha trasmesso all'Autorità, per riceverne il relativo parere, lo schema di decreto ministeriale recante "Meccanismo di supporto per impianti a fonti rinnovabili con costi di generazione vicini alla competitività di mercato di cui agli artt. 6 e 7 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199" – FER X (di seguito: schema di decreto ministeriale FER X).

Lo schema di decreto ministeriale FER X ha la finalità di sostenere la produzione di energia elettrica degli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili con costi di generazione vicini alla competitività di mercato (impianti solari fotovoltaici, impianti eolici, impianti idroelettrici, impianti di trattamento di gas residui dai processi di depurazione), attraverso la definizione di un meccanismo di supporto che ne promuova l'efficacia, l'efficienza e la sostenibilità in misura adeguata al perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030, coerentemente con gli obiettivi di sicurezza e adeguatezza del sistema elettrico.

Lo schema di decreto ministeriale FER X riproduce in parte la struttura dei precedenti decreti interministeriali di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, introducendo alcune novità. In particolare, lo schema di decreto ministeriale FER X:

- prevede che l'accesso ai meccanismi di supporto sia diretto nel caso degli impianti di produzione di potenza nominale inferiore o uguale a 1 MW (in questo caso, i prezzi di aggiudicazione sono pari ai prezzi di esercizio indicati nell'allegato 1 al medesimo schema di decreto), mentre, nel caso degli impianti di produzione di potenza nominale superiore a 1 MW avvenga a seguito di partecipazione a procedure pubbliche competitive al ribasso bandite dal GSE con un prezzo di esercizio superiore da utilizzare come base d'asta nell'ambito delle procedure competitive e un prezzo di esercizio inferiore da utilizzare come floor;
- prevede che il contingente approvvigionabile in ciascuna procedura competitiva sia definito sulla base della curva di domanda di cui all'allegato 2 allo schema di decreto, costruita dal GSE in attuazione della

metodologia che sarà definita dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica in considerazione degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 e nel rispetto del principio di effettiva concorrenzialità delle procedure competitive;

- prevede che, nel caso delle procedure concorsuali ai soli fini della selezione delle offerte, al prezzo offerto siano applicati appositi coefficienti, per ciascuna zona di mercato, che saranno definiti dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica con l'obiettivo di fornire adeguati segnali locazionali coerenti con gli sviluppi attesi della rete elettrica;
- prevede che il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nella definizione dei contingenti e dei coefficienti di cui ai precedenti punti tenga conto delle valutazioni previste dall'art. 5 del medesimo schema di decreto (sono valutazioni attinenti all'evoluzione attesa della domanda e della produzione da fonti rinnovabili, dello stato delle autorizzazioni degli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili, dello sviluppo della rete elettrica ecc.);
- definisce specifici criteri per la partecipazione alle procedure competitive, per la selezione dei progetti e l'ammissione al meccanismo di supporto tramite procedure competitive, nonché tempi massimi per l'entrata in esercizio degli interventi risultati in posizione utile nelle relative graduatorie;
- prevede che, ferme restando le determinazioni dell'Autorità in materia di dispacciamento, gli impianti di produzione di potenza nominale superiore a 1 MW abbiano l'obbligo di partecipazione al Mercato per il Servizio di Dispacciamento (di seguito: MSD) e, in particolare, di presentare offerte nel Mercato del Bilanciamento (di seguito: MB), mentre gli impianti di produzione di potenza nominale fino a 1 MW possano partecipare facoltativamente a MSD;
- prevede che il GSE, a decorrere dalla data di entrata in esercizio, regoli con le controparti i pagamenti dei prezzi di aggiudicazione secondo le seguenti modalità:
 - per gli impianti di produzione di potenza inferiore a 200 kW, il GSE provveda direttamente al ritiro e alla vendita dell'energia elettrica erogando, per la produzione netta immessa in rete, il prezzo di aggiudicazione in forma di tariffa omnicomprensiva. I produttori potranno richiedere, in alternativa, l'applicazione del regime di cui al successivo alinea;
 - per gli impianti di produzione di potenza superiore o uguale a 200 kW, l'energia elettrica prodotta resti nella disponibilità del produttore che provvederà autonomamente alla valorizzazione nel mercato. Il GSE calcola la differenza tra il prezzo di aggiudicazione e il maggior valore tra zero e il prezzo di riferimento individuato nel prezzo del Mercato del Giorno Prima (di seguito: MGP) della zona di mercato in cui è localizzato l'impianto di produzione contrattualizzato e:
 - i. qualora tale differenza sia positiva, eroga un corrispettivo pari alla medesima differenza per la produzione netta immessa in rete;
 - ii. qualora tale differenza risulti negativa, conguaglia o provvede a richiedere al produttore un corrispettivo pari alla medesima differenza per la produzione netta immessa in rete;
- prevede, in deroga alle disposizioni di cui al precedente punto, che il GSE, per gli impianti di produzione di potenza nominale superiore a 1 MW (per i quali è previsto l'obbligo di partecipare al MSD), calcoli l'ammontare dei pagamenti:
 - sulla base dell'energia elettrica producibile nei casi di:
 - i. taglio della produzione in esito a ordini impartiti dai gestori di rete al di fuori dei mercati di cui al successivo punto ii. al fine della risoluzione di vincoli di rete locali e/o per altre esigenze di sicurezza individuate dai medesimi gestori di rete;
 - ii. taglio della produzione in esito a ordini di dispacciamento disposti da Terna nel MB e/o nelle piattaforme europee di bilanciamento mediante l'accettazione di offerte a scendere (che tali impianti di

produzione sono obbligati a presentare a prezzo non inferiore a zero nei periodi rilevanti comunicati con adeguato anticipo da Terna). In tali casi l'ammontare dei pagamenti include, oltre al prezzo di aggiudicazione, il prezzo medio di negoziazione delle garanzie di origine nei limiti di quanto non già coperto dai corrispettivi riconosciuti per la selezione di dette offerte a scendere;

- sulla base del minimo tra l'energia elettrica producibile e la somma del programma in entrata nel MB e della potenza offerta a prezzo nullo, o negativo, a salire nel MB, nel caso di prezzi zionali nulli o negativi nel MGP.

Lo schema di decreto ministeriale FER X prevede, infine, che l'Autorità definisca:

- entro sessanta giorni dalla sua data di entrata in vigore, la regolazione tecnica e le modalità procedurali da applicare agli impianti di produzione che accedono ai meccanismi di incentivazione di cui al medesimo schema di decreto, ai fini dei pagamenti dei prezzi di aggiudicazione nei casi in cui la remunerazione sia riferita all'energia elettrica producibile, con particolare riferimento a:
 - le modalità di determinazione dell'energia elettrica producibile dall'impianto di produzione;
 - le modalità di abilitazione e partecipazione degli impianti di produzione al MB e/o alle piattaforme europee di bilanciamento, nonché i criteri per l'attuazione e la verifica dell'assolvimento degli obblighi di offerta;
- le modalità con le quali trovino copertura, nelle componenti tariffarie dell'energia elettrica, i costi correlati allo svolgimento delle attività svolte dal soggetto funzionalmente indipendente cui sarà affidata la valutazione della misura introdotta con il medesimo schema di decreto;
- le modalità con le quali trovino copertura nelle componenti tariffarie dell'energia elettrica le risorse necessarie per l'erogazione dei prezzi di aggiudicazione previsti dallo schema di decreto, assicurando l'equilibrio economico del bilancio del GSE.

Conseguentemente, l'Autorità, con il parere 4 giugno 2024, 220/2024/I/efr, ha rilasciato al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica il proprio parere, ai sensi degli artt. 6 e 7 del decreto legislativo n. 199/2021, in merito allo schema di decreto ministeriale FER X.

Si evidenzia che lo schema di decreto ministeriale FER X tiene conto di varie indicazioni in materia di disegno degli strumenti di incentivazione che l'Autorità aveva espresso con i pareri agli schemi di decreto interministeriale FER 1 e di decreto interministeriale FER 2 e con le memorie 27 settembre 2021, 391/2021/I/com e 28 settembre 2021, 406/2021/I/com, con particolare riferimento:

- all'utilizzo degli strumenti delle tariffe fisse omnicomprenditive e dei contratti per differenze a due vie;
- alla definizione dei contingenti incentivabili per le diverse fonti rinnovabili e alla differenziazione tra aree geografiche, anche tenendo conto dell'esito dell'individuazione delle superfici e delle aree idonee per l'installazione degli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili ai sensi della disciplina prevista dall'art. 20 del decreto legislativo n. 199/2021;
- al possesso del titolo abilitativo alla costruzione e all'esercizio dell'impianto di produzione ai fini della presentazione delle istanze di partecipazione alle procedure competitive;
- all'esigenza di evitare incentivi specifici nel caso di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili direttamente collegati a sistemi di accumulo (al riguardo, lo schema di decreto ministeriale FER X prevede che la presenza di sistemi di accumulo a servizio dell'impianto di produzione che garantiscano almeno una modulazione giornaliera dell'energia elettrica, secondo criteri definiti nelle Regole Operative FER X, sia uno dei criteri di priorità nel caso in cui le istanze di partecipazione alle procedure competi-

tive, complessivamente considerate, comportino il superamento del contingente messo a disposizione per ciascuna procedura competitiva);

- all'introduzione di algoritmi di selezione delle offerte che valorizzino, mediante l'utilizzo di appositi coefficienti, le esternalità positive o negative (in termini di sviluppo di rete e profilo di produzione atteso) associate alla localizzazione degli impianti di produzione nelle diverse zone di mercato.

L'Autorità, con il parere 220/2024/I/efr e fermo restando un generale apprezzamento per lo schema di decreto ministeriale FER X, ha ritenuto opportuno indicare al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica di integrare lo schema di decreto ministeriale FER X prevedendo:

- ai fini della determinazione dei tempi massimi per la realizzazione degli impianti di produzione e delle opere connesse di cui all'art. 8 dello schema di decreto ministeriale FER X, che siano declinate le cause di forza maggiore, sia definita esplicitamente la *"data di entrata in esercizio attesa dell'impianto di produzione"* in quanto rilevante ai fini dell'aggiornamento del prezzo di aggiudicazione per tener conto dell'inflazione e siano espressamente esclusi i ritardi non imputabili al soggetto richiedente (in particolare, i ritardi nella connessione alla rete dell'impianto di produzione imputabili al gestore di rete);
- che l'art. 11, comma 2, lettera l), dello schema di decreto ministeriale FER X sia modificato prevedendo che il GSE, nelle more dell'attuazione da parte dell'Autorità di quanto disposto dall'art. 36 del decreto legislativo n. 199/2021, definisca specifiche tempistiche e modalità per l'acquisizione dei dati di misura dell'energia elettrica dai gestori di rete.

Inoltre, l'Autorità, con il parere 6 giugno 2024, 220/2024/I/efr, ha ritenuto opportuno sottoporre alla valutazione del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica la possibilità di prevedere, al fine di rendere maggiormente competitiva la partecipazione alle procedure competitive, che:

- nelle more della piena implementazione del Portale digitale di Terna previsto dall'art. 9, commi da 1 a 4, del DL n. 181/2023 e della Piattaforma unica digitale per impianti di produzione alimentati a fonti rinnovabili prevista dall'art. 19 del decreto legislativo n. 199/2021, i produttori che intendano partecipare a una determinata procedura competitiva debbano preventivamente inviare una manifestazione di interesse al GSE, secondo tempistiche definite dal medesimo GSE, indicando le informazioni che il GSE riterrà utile acquisire al fine di definire correttamente la curva di domanda di cui all'allegato 2 allo schema di decreto ministeriale FER X;
- per ciascun impianto di produzione, si possano presentare manifestazioni di interesse per un limitato numero di procedure competitive (massimo 2 o 3) nel corso del periodo 2024-2028, così da limitare i comportamenti strategici dei partecipanti;
- nel caso di procedure competitive, con quantitativi offerti inferiori rispetto al contingente minimo da approvvisionare, il GSE scarti comunque, per una quota pari a una capacità minima calcolata in termini di numero di offerte o di percentuale rispetto al contingente minimo previsto dall'asta, le offerte che in applicazione di quanto previsto all'art. 6 dello schema di decreto ministeriale FER X si posizionano nelle ultime posizioni utili.

Parere al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica in relazione allo schema di decreto ministeriale recante "Meccanismo di supporto per impianti a fonti rinnovabili con costi di generazione vicini alla competitività di mercato di cui agli artt. 6 e 7 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199" – FER X transitorio

Il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nel mese di luglio 2024, ha trasmesso all'Autorità, per riceverne il relativo parere, lo schema di decreto ministeriale recante "Meccanismo di supporto per impianti a fonti rinnovabili con costi di generazione vicini alla competitività di mercato di cui agli artt. 6 e 7 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199" – FER X transitorio (di seguito: schema di decreto ministeriale FER X transitorio).

Lo schema di decreto ministeriale FER X transitorio riproduce la maggior parte della struttura dello schema di decreto ministeriale FER X, per il quale l'Autorità ha già espresso il proprio parere 220/2024/I/efr.

A differenza dello schema di decreto ministeriale FER X, lo schema di decreto ministeriale FER X transitorio:

- individua i contingentati totali disponibili per il solo periodo fino alla fine del 2025, pari a 23,65 GW. Di questi, 3 GW (rispetto ai 10 GW inizialmente identificati per il periodo 2024-2028) sono riservati agli impianti di produzione in accesso diretto, mentre i restanti 20,65 GW (rispetto ai 57,15 GW inizialmente identificati per il periodo 2024-2028) rappresentano la stima complessiva del contingente dedicato ad impianti di produzione di potenza superiore a 1 MW. I 20,65 GW sono differenziati per tecnologia (fotovoltaico, eolico, idroelettrico, gas residuati dai processi di depurazione);
- non prevede che, nel caso delle procedure concorsuali ai soli fini della selezione delle offerte, al prezzo offerto siano applicati appositi coefficienti, per ciascuna zona di mercato, che saranno definiti dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica con l'obiettivo di fornire adeguati segnali locazionali coerenti con gli sviluppi attesi della rete elettrica; tuttavia introduce, per gli impianti fotovoltaici, un fattore di correzione da sommare al prezzo di aggiudicazione per tenere conto dei diversi livelli di insolazione, il che comunque rappresenta un segnale locazionale seppur limitato ai soli impianti fotovoltaici;
- prevede, al fine di consentire l'approvazione della misura ai sensi del quadro temporaneo di crisi e transizione per misure di aiuto di Stato a sostegno dell'economia a seguito dell'aggressione della Russia contro l'Ucraina (TCTF), che:
 - per gli impianti di produzione di potenza fino a 1 MW, per i quali non è prevista la partecipazione per il tramite di procedure competitive, i prezzi di esercizio siano determinati e aggiornati periodicamente in via amministrativa dall'Autorità;
 - in relazione alle ore in cui il prezzo di aggiudicazione sia riconosciuto a partire dalla producibilità (anziché sulla base della produzione netta immessa in rete), l'erogazione avvenga a valle del periodo di incentivazione di 20 anni e il periodo di diritto al meccanismo di supporto sia conseguentemente calcolato al netto delle ore totali in cui si è registrata la sospensione dei pagamenti.

Lo schema di decreto ministeriale FER X transitorio prevede, infine, che l'Autorità definisca:

- entro sessanta giorni dalla sua data di entrata in vigore, la regolazione tecnica e le modalità procedurali da applicare agli impianti di produzione che accedono ai meccanismi di incentivazione di cui al medesimo schema di decreto ministeriale, ai fini dei pagamenti dei prezzi di aggiudicazione nei casi in cui la remunerazione sia riferita all'energia elettrica producibile, con particolare riferimento a:
 - le modalità di determinazione dell'energia elettrica producibile dall'impianto di produzione;

- le modalità di abilitazione e partecipazione degli impianti di produzione al MB e/o alle piattaforme europee di bilanciamento, nonché i criteri per l'attuazione e la verifica dell'assolvimento degli obblighi di offerta;
- entro sessanta giorni dalla sua data di entrata in vigore, i prezzi di aggiudicazione per gli impianti di produzione di potenza inferiore o uguale a 1 MW che accedono direttamente al meccanismo di supporto sulla base dei seguenti criteri:
 - i prezzi di aggiudicazione sono proporzionati all'onerosità dell'intervento per garantirne un'equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio sulla base dei dati elaborati dal GSE in esito alle attività di monitoraggio di cui all'art. 48 del decreto legislativo n. 199/2021;
 - i prezzi di aggiudicazione possono essere differenziati per tecnologia e per taglia di impianto di produzione;
 - il valore dei prezzi di aggiudicazione può essere aggiornato annualmente tenendo conto delle analisi svolte dal GSE in esito alle attività di monitoraggio al medesimo assegnate. In caso di aggiornamento i nuovi valori saranno applicabili per gli impianti di produzione che hanno avviato i lavori successivamente alla data di pubblicazione dell'aggiornamento stesso;
- le modalità con le quali trovino copertura nelle componenti tariffarie dell'energia elettrica le risorse necessarie per l'erogazione dei prezzi di aggiudicazione previsti dallo schema di decreto ministeriale, assicurando l'equilibrio economico del bilancio del GSE.

Conseguentemente, l'Autorità, con il parere 23 luglio 2024, 310/2024/l/efr, ha rilasciato al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica il proprio parere, ai sensi degli artt. 6 e 7 del decreto legislativo n. 199/2021, in merito allo schema di decreto ministeriale FER X transitorio.

L'Autorità, con il parere 301/2024/l/efr e fermo restando un generale apprezzamento per lo schema di decreto ministeriale FER X transitorio, ha ritenuto opportuno indicare al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica che:

- sia necessario ridurre i contingenti disponibili previsti nello schema di decreto ministeriale FER X transitorio in quanto tale schema di decreto ministeriale non contiene i medesimi segnali locazionali di cui allo schema di decreto ministeriale FER X; si ritiene infatti necessario che lo sviluppo futuro delle fonti rinnovabili sia il più possibile coordinato con lo sviluppo delle reti elettriche, ottimizzando la gestione in sicurezza del sistema elettrico, e che pertanto debba essere condotto con gli strumenti previsti dallo schema di decreto ministeriale FER X;
- le ulteriori previsioni in capo all'Autorità (relative alla definizione dei prezzi di esercizio nel caso di impianti di produzione che non accedono al meccanismo di supporto per il tramite di una procedura competitiva) non possano essere espletate entro i 60 giorni previsti dallo schema di decreto ministeriale FER X transitorio, in quanto si sommano a quelle già attribuite all'Autorità (in particolare quelle relative alle modalità di determinazione dell'energia elettrica producibile dall'impianto di produzione) e devono, anch'esse, essere necessariamente svolte previa consultazione con gli operatori; si ritiene, pertanto, che tali attività, per poter essere completate, richiedano almeno 120 giorni dalla data di approvazione del decreto (alle quali farà seguito il completamento delle regole operative da parte del GSE);
- benché lo schema di decreto ministeriale FER X transitorio conservi la maggior parte delle innovazioni presenti nello schema di decreto ministeriale FER X, in relazione alle quali l'Autorità ha già espresso il proprio parere 220/2024/l/efr evidenziandone l'importanza, sia opportuno in ogni caso suggerire di adottare tutti gli strumenti necessari per accelerare l'approvazione, da parte della Commissione europea, dello schema di decreto ministeriale FER X, in quanto più completo, con particolare riferimento ai segnali locazionali precedentemente richiamati.

Attuazione del ritiro dell'energia elettrica immessa in rete da impianti fotovoltaici realizzati tramite l'utilizzo del Fondo nazionale reddito energetico e accesso ai dati del Registro centrale ufficiale

Il decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 8 agosto 2023 (di seguito: decreto ministeriale 8 agosto 2023) istituisce il Fondo nazionale reddito energetico (di seguito: Fondo) destinato a finanziare, mediante un contributo in conto capitale a fondo perduto, la realizzazione di impianti fotovoltaici in assetto di autoconsumo a servizio di unità immobiliari di tipo residenziale nella disponibilità di nuclei familiari in condizione di disagio economico.

Il medesimo decreto ministeriale 8 agosto 2023 disciplina le modalità di funzionamento del Fondo, i requisiti degli interventi e dei soggetti beneficiari e le modalità di presentazione della domanda di accesso alle agevolazioni economiche.

Il decreto ministeriale 8 agosto 2023, tra l'altro:

- affida al GSE la gestione delle attività necessarie all'operatività del Fondo e ne individua le prestazioni e le attività da svolgere;
- prevede che il Fondo sia inizialmente costituito attribuendo ad esso risorse finanziarie pari a 200 milioni di euro, abbia natura rotativa e sia alimentato con le risorse derivanti dal controvalore economico connesso con il ritiro da parte del GSE, per una durata di venti anni, dell'energia elettrica non autoconsumata dai soggetti beneficiari (quindi, l'energia elettrica immessa in rete), secondo quanto previsto per il regime di ritiro dedicato disciplinato dalla delibera 6 novembre 2007, 280/07 e dal relativo allegato A;
- prevede che con decreto del Direttore Generale Incentivi Energia del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica sia approvato il Regolamento del Fondo che disciplina le attività economico-finanziarie del medesimo Fondo e definisce le disposizioni amministrative per l'accesso alle agevolazioni economiche previste dal decreto ministeriale 8 agosto 2023 e dal relativo Fondo. Tale Regolamento è stato approvato con decreto del Capo del Dipartimento Energia del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica 27 maggio 2024;
- prevede che, con riferimento ai dati e alle informazioni relativi ai punti di prelievo dei soggetti beneficiari, l'Autorità, entro trenta giorni dalla data di approvazione del Regolamento del Fondo, definisca le disposizioni necessarie affinché l'Acquirente unico (AU), in qualità di Gestore del Sistema informativo integrato (SII), renda disponibile al GSE i dati costituenti il Registro centrale ufficiale;
- ai sensi dell'art. 5, comma 2, del medesimo decreto ministeriale 8 agosto 2023, prevede che gli impianti fotovoltaici incentivati tramite le risorse di cui al Fondo sono parte di un Sistema semplice di produzione e consumo (SSPC) sotteso al punto di connessione di unità immobiliari di tipo residenziale nella disponibilità di nuclei familiari in condizione di disagio economico;
- prevede che l'energia elettrica immessa in rete dagli impianti fotovoltaici incentivati tramite le risorse di cui al Fondo è ritirata dal GSE per venti anni ed è collocata dal medesimo GSE nel mercato elettrico secondo quanto previsto per il regime di ritiro dedicato disciplinato dalla delibera 280/07 e dal relativo allegato A; il GSE, in relazione a tali impianti fotovoltaici, assume la qualifica di utente del dispacciamento in immissione per una durata di venti anni;
- prevede che il GSE versi nel Fondo le risorse derivanti dal controvalore economico connesso con il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete di cui al precedente punto, per una durata di venti anni;

- prevede che la valorizzazione, da parte del GSE e secondo la disciplina regolatoria di cui alla delibera 280/07 e al relativo allegato A, dell'energia elettrica immessa in rete, afferente agli impianti fotovoltaici incentivati attraverso l'accesso alle agevolazioni economiche a carico del Fondo, da devolvere al medesimo Fondo, non introduca ulteriori oneri a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate.

Conseguentemente, l'Autorità, con la delibera 25 giugno 2024, 252/2024/R/eel, ha disciplinato le modalità di ritiro dell'energia elettrica immessa in rete da impianti fotovoltaici realizzati tramite l'utilizzo del Fondo istituito dal decreto ministeriale 8 agosto 2023 e ha definito l'accesso, da parte del GSE, ai dati del Registro centrale ufficiale del SII.

In particolare, l'Autorità, con la delibera 252/2024/R/eel, ha:

- previsto che l'AU, sentito il GSE, definisca le modalità per la messa a disposizione al medesimo GSE dei dati costituenti il Registro centrale ufficiale, con riferimento ai punti di prelievo nei quali è stata fatta richiesta di accesso alle agevolazioni economiche a carico del Fondo, nonché dei dati anagrafici dei medesimi punti di prelievo necessari per la verifica, in fase di istanza, dei requisiti previsti dall'art. 7 del decreto ministeriale 8 agosto 2023, nonché per le azioni di monitoraggio e per le attività di verifica in capo al GSE previste dal medesimo decreto ministeriale;
- esplicitato, per effetto delle disposizioni normative previste dal decreto ministeriale 8 agosto 2023, che il GSE ritiri per venti anni, a decorrere dalla data di entrata in esercizio, l'energia elettrica immessa in rete dagli impianti fotovoltaici incentivati tramite le risorse di cui al Fondo, assuma la qualifica di utente del dispacciamento in immissione per tali impianti di produzione e collochi l'energia elettrica immessa in rete nel mercato elettrico, secondo quanto previsto per il regime di ritiro dedicato disciplinato dalla delibera 280/07 e dal relativo allegato A;
- previsto che il GSE versi al Fondo la somma algebrica tra:
 - i proventi derivanti dall'applicazione dei prezzi zionali orari all'energia elettrica immessa in rete di cui all'art. 6 dell'allegato A alla delibera 280/07;
 - gli eventuali maggiori oneri o ricavi che dovessero derivare dalla partecipazione al mercato infragiornaliero secondo quanto previsto dall'art. 9 dell'allegato A alla delibera 280/07;
 - i corrispettivi di sbilanciamento secondo quanto previsto dall'art. 8 dell'allegato A alla delibera 280/07;
 - i corrispettivi, assunti con segno negativo, previsti dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 24 dicembre 2014 per il ritiro dedicato;
- definito le modalità per la messa a disposizione del GSE dei dati di misura dell'energia elettrica immessa in rete da parte dei soggetti responsabili, ai sensi del Testo integrato misura elettrica (TIME, allegato B alla delibera 27 dicembre 2023, 616/2023/R/eel), delle operazioni di gestione dei dati di misura e delle operazioni di natura commerciale dell'energia elettrica immessa in rete;
- definito le disposizioni ai fini della rendicontazione da parte del GSE delle partite economiche connesse alla gestione dell'energia elettrica immessa in rete e ceduta nel mercato elettrico;
- previsto, con riferimento agli impianti di produzione beneficiari delle agevolazioni economiche previste dal decreto ministeriale 8 agosto 2023 e dal relativo Fondo, che Terna definisca le modalità operative secondo cui le unità di produzione afferenti ai medesimi impianti di produzione siano ricomprese nel contratto di dispacciamento in immissione del GSE per un periodo di venti anni decorrenti dalla data di entrata in esercizio dei medesimi impianti di produzione.

Prima attuazione in materia di graduale uscita dal regime di scambio sul posto

L'art. 4-ter, comma 4, del DL n. 181/2023 (c.d. decreto Energia) prevede che, *"Ai fini dell'attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 9, comma 3, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, l'ARERA, su proposta del GSE, disciplina le modalità per la graduale uscita dal servizio, a decorrere dal 31 dicembre 2024, degli impianti in esercizio operanti in scambio sul posto, sulla base dei seguenti principi:*

- a) *priorità di uscita dal servizio degli impianti aventi maggiore potenza e anteriorità della data di entrata in esercizio, nonché di quelli incentivati in conto esercizio dal medesimo GSE. Al fine di cui al primo periodo, le convenzioni di scambio sul posto in essere alla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto non possono, in ogni caso, essere rinnovate per un periodo superiore a quindici anni decorrenti dalla data di prima sottoscrizione delle convenzioni medesime;*
- b) *applicazione delle modalità di ritiro dell'energia di cui all'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, anche per periodi non inferiori a cinque anni, a meno di esplicita diversa indicazione in merito ad altre forme di valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete".* Si evidenzia che tali modalità di ritiro dell'energia elettrica sono state definite dal regime di ritiro dedicato disciplinato dalla delibera 280/07 e dal relativo allegato A.

L'Autorità ha dato una prima attuazione a quanto disposto dall'art. 4-ter, comma 4, del DL n. 181/2023 con la delibera 6 novembre 2024, 457/2024/R/efr, sulla base della proposta ricevuta dal GSE nel mese di ottobre 2024, limitandosi a definire, in prima attuazione, le modalità di fuoriuscita dal regime di scambio sul posto per gli impianti di produzione la cui convenzione non possa più essere rinnovata per effetto del raggiungimento del limite di quindici anni decorrenti dalla data di prima sottoscrizione della convenzione medesima previsto dal medesimo art. 4-ter, comma 4, del DL n. 181/2023.

In particolare, l'Autorità, con la delibera 457/2024/R/efr, ha disposto che:

- al raggiungimento del limite di quindici anni decorrenti dalla data di prima sottoscrizione della convenzione di scambio sul posto le medesime convenzioni di scambio sul posto non possano essere più rinnovate;
- ai fini dell'applicazione di quanto precedentemente descritto, in relazione a un determinato impianto di produzione di energia, si intenda come data di prima sottoscrizione della convenzione di scambio sul posto la data di primo accesso al regime di scambio sul posto;
- a seguito della risoluzione di una convenzione di scambio sul posto per effetto del raggiungimento del limite di quindici, il GSE:
 - liquidi, entro il successivo 30 giugno, le eventuali eccedenze maturate fino alla data di risoluzione della convenzione;
 - attivi, per gli impianti di produzione oggetto della medesima convenzione in via di risoluzione, una convenzione di ritiro dedicato qualora, in relazione ai medesimi impianti di produzione, sia decorso il termine previsto dall'allegato A.26 (recante "Contratto tipo di dispacciamento") al Codice di rete di Terna senza che sia stata presentata a Terna richiesta di attivazione di un nuovo contratto di dispacciamento;
- il GSE avrebbe dovuto attivare un tempestivo piano di comunicazione per informare di quanto definito in materia di graduale fuoriuscita dal regime di scambio sul posto gli operatori titolari di convenzioni di scambio sul posto in via di risoluzione, nonché i produttori, diversi dagli utenti in scambio sul posto, responsabili di impianti di produzione rientranti nelle medesime convenzioni;

- il GSE, per le finalità di cui alla medesima delibera 457/2024/R/efr, si possa avvalere delle informazioni a disposizione del sistema GAUDÌ gestito da Terna.

Inoltre, l'Autorità, con la delibera 457/2024/R/efr, ha rimandato a un successivo provvedimento il completamento, in conformità alle previsioni dell'art. 4-ter, comma 4, del DL n. 181/2023, della disciplina in materia di graduale superamento del regime di scambio sul posto e, in conformità alle previsioni dell'art. 4-ter, commi 5 e 6, del DL n. 181/2023, di semplificazione del regime di ritiro dedicato.

Attuazione delle disposizioni di cui al decreto ministeriale 22 dicembre 2023 in materia di incentivazione degli impianti agrivoltaici e al decreto interministeriale 19 giugno 2024 in materia di incentivazione degli impianti di produzione da fonti rinnovabili innovativi o con costi di generazione elevati (FER 2)

Il decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 22 dicembre 2023 (di seguito: decreto ministeriale agrivoltaico), in attuazione dell'art. 14, comma 1, lettera c), del decreto legislativo n. 199/2021, reca criteri e modalità per incentivare la realizzazione, entro il 30 giugno 2026, di sistemi agrivoltaici di natura sperimentale, in coerenza con le misure di sostegno agli investimenti previsti dal PNRR per una potenza complessiva pari almeno a 1,04 GW e una produzione di energia elettrica indicativa pari almeno a 1.300 GWh/anno.

Il decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministro dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, 19 giugno 2024 (di seguito: decreto interministeriale FER 2), al fine di sostenere la produzione di energia elettrica da impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili innovativi o con costi di generazione elevati attraverso la definizione di incentivi che ne stimolino la competitività e consentano loro di contribuire al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030, stabilisce le modalità e le condizioni in base alle quali possano accedere agli incentivi gli impianti di produzione alimentati da biogas e biomasse, solari termodinamici, geotermoelettrici, eolici *off-shore*, fotovoltaici *floating* sia *off-shore* sia su acque interne e gli impianti di produzione alimentati da energia mareomotrice, del moto ondoso e altre forme di energia marina, che presentino caratteristiche di innovazione e ridotto impatto sull'ambiente e sul territorio.

L'Autorità, con la delibera 12 novembre 2024, 468/2024/R/efr e sulla base del mandato del decreto ministeriale agrivoltaico e del decreto interministeriale FER 2, ha:

- definito le modalità per il ritiro, da parte del GSE, dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti di produzione che accedono all'incentivazione tramite le tariffe fisse omnicomprensive previste dai medesimi decreti ministeriali, prevedendo che le modalità di ritiro e le modalità di cessione al mercato dell'energia elettrica da parte del GSE siano analoghe a quelle già definite dall'Autorità con propri provvedimenti per analoghi decreti ministeriali di incentivazione emanati negli scorsi anni;
- definito le modalità di copertura delle risorse necessarie per l'erogazione degli incentivi previsti dai medesimi decreti ministeriali, prevedendo che siano posti a valere sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'art. 10, comma 10.1, lettera b), del Testo integrato prestazioni patrimoniali imposte (TIPPI; allegato A alla delibera 27 dicembre 2023, 618/2023/R/com), alimentato dalla componente tariffaria A_{sos} :
 - nel caso di impianti di produzione che optano per l'erogazione del solo incentivo in luogo delle tariffe fisse omnicomprensive, gli oneri relativi agli incentivi erogati dal GSE;

- nel caso di impianti di produzione diversi da quelli di cui al precedente alinea, la differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro commerciale dell'energia elettrica ammessa alle tariffe fisse omnicomprensive e i ricavi derivanti al GSE dalla vendita della medesima energia elettrica.

Inoltre, l'Autorità, con la medesima delibera 468/2024/R/efr, ha previsto di non definire al momento e di rimandare a un successivo provvedimento le modalità con le quali potrebbero trovare copertura gli eventuali costi correlati allo svolgimento delle attività:

- del soggetto, previsto dall'art. 16, comma 1, del decreto ministeriale agrivoltaico, funzionalmente indipendente cui affidare la valutazione della misura secondo i criteri previsti dal Piano di valutazione approvato con decisione della Commissione europea C (2023) 7744 final del 10 novembre 2023;
- del soggetto, previsto dall'art. 14, comma 1, del decreto interministeriale FER 2, funzionalmente indipendente cui affidare la valutazione della misura secondo i criteri previsti dal Piano di valutazione approvato con decisione della Commissione europea C (2024) 3814 final del 4 giugno 2024,

poiché il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica non ha ancora individuato i medesimi soggetti.

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 l'Autorità ha promosso, tra il 2021 e il 2024, un'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 aver installato in casa una "wallbox smart"¹.

Sulla base dei dati e delle informazioni rese note dalla società GSE, incaricata della gestione operativa della sperimentazione:

- il mercato dei dispositivi per la ricarica di veicoli elettrici ha visto uno sviluppo molto intenso negli ultimi quattro anni poiché, a fronte dei soli circa 30 modelli di "wallbox smart" censiti nell'ambito dell'indagine conoscitiva realizzata da ARERA nel 2020, oggi nel catalogo dei dispositivi "smart" messo a disposizione online sul sito del GSE compaiono più di 400 modelli;
- a fronte dei poco più di 2.000 automobilisti elettrici che hanno richiesto di aderire a tale sperimentazione nel corso dei primi 24 mesi (tra il 2 maggio 2021 e il 30 aprile 2023), nel corso del solo 2024 sono state registrate quasi 3.000 nuove richieste, evidenziando un netto incremento di interesse: da meno di 100 a più di 220 richieste al mese.

È interessante osservare come circa metà delle richieste complessivamente ricevute finora sia concentrata in sole tre Regioni (Lombardia, Lazio e Veneto) e come il 41% dei clienti coinvolti disponga anche di impianto foto-

¹ Cioè un piccolo sistema di ricarica dei veicoli elettrici rispondente ai requisiti minimi di connettività bidirezionale alla rete internet specificati nella delibera.

voltaico, evidenziando una evidente forte preferenza elettrica da parte degli automobilisti per ricaricare i propri veicoli con energia prodotta da fonti rinnovabili.

Analisi profili di prelievo da POD per ricarica pubblica

Nell'ambito delle attività svolte dall'Autorità per l'energia, le reti e l'ambiente (ARERA) sui temi della mobilità elettrica e dell'integrazione tra questa e le reti elettriche, nel corso del 2023 ad alcune imprese di distribuzione di energia elettrica è stato chiesto di trasmettere dati di prelievo di energia con frequenza quartoraria misurati nel corso dell'anno solare 2022 presso un campione di POD dedicati esclusivamente ad alimentare stazioni di ricarica dei veicoli elettrici. A partire dai dati ricevuti, gli uffici di ARERA si sono limitati ad effettuare attività di pulizia, consolidamento e anonimizzazione, necessarie a costruire una banca dati relativa ad un campione di 2.883 POD, per ciascuno dei quali vengono forniti, oltre ai dati di prelievo di energia, alcuni attributi di base che ne consentono una localizzazione geografica approssimativa ma non l'identificazione del titolare della fornitura di energia, né l'associazione con una specifica stazione di ricarica di veicoli elettrici (SdR).

ARERA ha messo a disposizione tale banca dati, a titolo gratuito, ad enti e aziende che si sono impegnati ad utilizzarli per finalità di analisi e ricerca, i cui risultati verranno poi resi noti ad ARERA e potranno essere oggetto di successiva condivisione e divulgazione, al fine di diventare patrimonio comune. Alcune primissime elaborazioni sono presentate nella tabella seguente (Tav. 3.14).

TAV. 3.14 *Primi risultati delle elaborazioni compiute sulla banca dati dei profili di prelievo da POD BTVE*

PARAMETRO	NEL 2022	EQUIVALENZA
Numero di POD BTVE analizzati	2.830	
Potenza complessivamente disponibile ai POD	118 MW	
Energia complessivamente prelevata	18.062 MWh	
Potenza media disponibile ai POD BTVE	41,6 kW	
Energia media prelevata per POD	6,382 MWh	= 120 ricariche complete
		= 1 ricarica ogni 3 giorni
Fattore di utilizzo medio	1,75%	= 6,4 giorni/anno
Media delle potenze massime prelevate	26,8 kW	= 65% della disponibile
Media delle potenze massime prelevate (escludendo i 4 peggiori quarti d'ora all'anno)	18,3 kW	= 44% della disponibile

Fonte: ARERA.



CAPITOLO

4



**REGOLAZIONE
NEL SETTORE
DEL GAS**

SETTORIALE

Regolazione delle reti e del sistema gas

Servizi di bilanciamento

Disciplina del *settlement*

La disciplina del *settlement* nel settore gas è evoluta nel 2024 secondo due principali direttrici: la prima, con l'intento di recepire l'aumento della granularità delle misure disponibili al sistema e la seconda, funzionale alla prima in tema di bilanciamento, con l'intento di incentivare la riduzione delle differenze fra prelievi giornalieri attesi ed effettivi.

Rientra nel primo obiettivo quanto definito con delibera 30 luglio 2024, 333/2024/R/gas, che ha dato mandato ad AU, in qualità di Gestore del SII, di implementare le modifiche necessarie affinché nelle sessioni di *settlement* siano acquisite ed elaborate le misure mensili di punti di prelievo con misuratori elettronici (*smart meter*) anche di più piccolo calibro (G4 e G6). La modifica è decorsa dal 1° ottobre 2024 per tutti i misuratori di tale tipologia installati al 30 giugno 2024; per i misuratori installati dopo tale data, la disciplina prevede che il passaggio alla misurazione mensile decorra dal primo giorno del mese successivo al novantesimo giorno dall'installazione dello *smart meter* G4 o G6.

Rispetto al secondo obiettivo, la medesima delibera ha confermato, per tutti i punti che dispongono di misura mensile, ivi incluse le nuove tipologie sopra richiamate, l'adozione della metodologia di profilazione convenzionale, per determinare il quantitativo giornaliero atteso di gas che viene allocato agli utenti, già utilizzata per i punti di prelievo con frequenza di lettura inferiore alla mensile. Tali prelievi giornalieri previsivi sono determinati da Snam in anticipo rispetto al termine del giorno gas e vengono utilizzati anche nella determinazione delle partite fisiche giornaliere provvisorie di competenza di ciascun utente del bilanciamento. Le partite economiche derivanti dalla differenza fra consumi effettivi e consumi stimati vengono successivamente regolarizzate da Snam con l'utente. La modifica qui richiamata è corredata di opportuni obblighi informativi per Snam finalizzati a mettere gli utenti del bilanciamento nelle condizioni di conoscere le misure acquisite e quindi i profili giornalieri di gas approvvigionato per minimizzare gli oneri di sbilanciamento.

Sempre per migliorare le informazioni agli utenti per un più efficiente bilanciamento, la delibera stabilisce che, in caso di *switching*, i dati storici di misura di un cliente finale, con misure mensili o annuali, siano messi a disposizione del nuovo fornitore fino alla competenza degli ultimi 12 mesi antecedenti alla data di decorrenza del cambio fornitore.

Nell'ottica di migliorare la previsione dei consumi, la delibera 19 novembre 2024, 482/2024/R/gas, ha stabilito che la metodologia di profilazione convenzionale, come definita nel Testo integrato del *settlement* gas (TISG), sia ulteriormente affinata con l'introduzione di un parametro funzionale a tarare il prelievo profilato sulla base dell'andamento effettivo dei prelievi, rilevabile giornalmente, così da cogliere con tempestività le dinamiche di consumo, sia di carattere transitorio sia strutturali. È attribuito a Snam il compito di definire, previa consultazione, una metodologia del calcolo del nuovo parametro che assicuri anche un livello adeguato di trasparenza e pre-

vedibilità. La piena applicazione delle disposizioni è fissata al termine dell'adeguamento dei sistemi del Gestore del SII, per il 1° ottobre 2025.

Con la delibera 26 novembre 2024, 505/2024/R/gas, sono state approvate disposizioni in merito alla liquidazione delle partite economiche determinate in esito alle sessioni di aggiustamento effettuate nell'anno 2024 e le relative disposizioni alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA). In particolare, è stato previsto che Snam proceda:

- all'emissione dei documenti contabili e alla regolazione delle partite economiche derivanti dalla sessione di aggiustamento pluriennale relativa agli anni 2019-2022 nei confronti dei soli utenti del bilanciamento risultati creditori netti;
- alla fatturazione e regolazione delle partite economiche derivanti dalla sessione di aggiustamento pluriennale relativa agli anni 2019-2022 a valle dell'emissione dei documenti contabili della sessione di aggiustamento annuale 2023, procedendo alla compensazione delle partite economiche relative agli esiti di entrambe le sessioni, pluriennale e annuale, per i rimanenti utenti del bilanciamento che sono risultati debitori netti in esito alla sessione di aggiustamento pluriennale riguardante gli anni 2019-2022.

Le disposizioni sono state approvate onde evitare che il processo di liquidazione delle partite economiche, determinate in esito alle due sessioni di aggiustamento, risultasse inefficiente per effetto dell'erogazione entro la fine del 2024, dagli utenti del bilanciamento a Snam, delle partite economiche derivanti dalla sessione di aggiustamento pluriennale relativa agli anni 2019-2022 e della restituzione di gran parte di tali importi da Snam agli utenti del bilanciamento, entro i primi mesi del 2025, a seguito della sessione di aggiustamento annuale relativa all'anno 2023.

Con la delibera 17 dicembre 2024, 560/2024/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento, in ottemperanza alle sentenze del TAR Lombardia nn. 3008/2024, 3014/2024, 3015/2024, 3016/2024, 3017/2024, 3018/2024, 3019/2024 e 3020/2024, volto a superare le carenze istruttorie e di motivazioni ivi censurate, in esito al quale determinare il valore del corrispettivo CRVST per il periodo 1° luglio-30 settembre 2023.

Responsabilizzazione delle imprese di distribuzione relativamente al delta *in-out*

Con la delibera 23 luglio 2024, 303/2024/R/gas, l'Autorità ha disposto il rinvio dell'entrata in vigore del meccanismo semplificato di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione adottato con la delibera 2 agosto 2022, 386/2022/R/gas. L'obiettivo del meccanismo è quello di incentivare le imprese di distribuzione a migliorare l'efficienza dell'attività di distribuzione, riducendo le perdite nella rete e migliorando la raccolta e la qualità dei dati di misura. Un parametro che sinteticamente rappresenta la qualità complessiva dell'attività di distribuzione è il cosiddetto delta *in-out*, ossia la differenza giornaliera tra tutto ciò che è misurato in ingresso alla rete e ciò che è misurato (o stimato) in uscita, differenza che idealmente tende a zero. La disciplina prevede che il delta *in-out* non sia allocato agli utenti del bilanciamento, ma venga approvvigionato da Snam e i relativi oneri siano posti a carico del sistema. In considerazione degli esiti di un'analisi approfondita circa le procedure di *settlement* attuate, il Gestore del SII ha programmato una serie di interventi atti a rimuovere la maggior parte delle criticità rilevate con la sessione di *settlement* e che saranno completati nel corso del 2025. Pertanto, la delibera 303/2024/R/gas ha stabilito che, nel corso del 2025, si tengano tre sessioni di calcolo delle penalità ovvero:

- due sessioni con riferimento ai trienni 2020-2022 e 2021-2023 sulla base degli esiti della sessione di aggiustamento pluriennale;
- ai sensi del comma 8.1 della delibera 386/2022/R/gas, una sessione con riferimento al triennio 2022-2024 sulla base degli esiti della sessione di aggiustamento pluriennale per gli anni 2022 e 2023 e, per l'anno 2024, sulla base degli esiti della sessione di aggiustamento annuale.

Servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione

Accesso al servizio di trasporto

Con la delibera 4 aprile 2023, 139/2023/R/gas, l'Autorità ha approvato la "Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione 2024-2027" (di seguito: RTTG). L'RTTG ha previsto nuove modalità per la gestione delle partite economiche relative ad autoconsumi, perdite di rete e gas non contabilizzato; pertanto, con la delibera 2 aprile 2024, 120/2024/R/gas, si è intervenuti modificando le disposizioni del Testo integrato del bilanciamento (TIB) impattate dalle novità introdotte dall'RTTG; inoltre, il provvedimento ha definito, con riferimento al *linepack*, un prezzo fisso convenzionalmente determinato in linea con l'attuale valore di mercato, che renda neutra Snam rispetto alle variazioni di prezzo previste dalla precedente modalità di valorizzazione. Infine, con la medesima delibera è stato introdotto, nell'ambito dei meccanismi di neutralità previsti dall'art. 8 del TIB, un meccanismo che annualmente riconosca a Snam l'ammontare versato quale contributo a copertura dei costi di funzionamento dell'Autorità, limitatamente alla parte dei ricavi derivanti dall'attività di bilanciamento.

Con la delibera 25 giugno 2024, 260/2024/R/gas, aderendo alle indicazioni trasmesse dal Ministro delle imprese e del Made in Italy, volte a fugare il rischio di interruzione della fornitura di gas naturale a un impianto rientrante nella definizione di stabilimento di interesse strategico nazionale ai sensi dell'art. 1, comma 1, del decreto legge 3 dicembre 2012, n. 207, l'Autorità ha previsto l'adozione tempestiva da parte di Snam Rete Gas di deroghe al Codice di Rete in relazione ai punti di riconsegna che alimentano impianti della società Acciaierie d'Italia, stabilendo che sia accolta la richiesta di subentro del nuovo fornitore, purché trasmessa entro il quintultimo giorno del mese precedente, e che la stessa tempistica sia adottata per la richiesta di conferimento di capacità di trasporto mensile, per la richiesta di discatura che ai sensi del comma 3.2, lettera c), della delibera 14 giugno 2012, 249/2012/R/gas, comporta l'attivazione del servizio di default trasporto il primo giorno del mese successivo, ovvero per la rinuncia alla capacità annuale conferita.

Con la delibera 24 settembre 2024, 374/2024/R/gas, è stata modificata la regolazione in vigore in materia di servizio di *default* trasporto, prevedendo che i quantitativi di gas funzionali al servizio possano essere approvvigionati da Snam con i medesimi meccanismi e criteri necessari al funzionamento del sistema, già definiti al comma 1.4 del TIB, ovvero anche secondo modalità definite dalla medesima e approvate dall'Autorità. Nello specifico, la citata delibera ha modificato:

- il TIB, con l'introduzione delle modalità di approvvigionamento dei quantitativi per il servizio di *default* trasporto presso la piattaforma AGS del GME (dove sono acquistati i quantitativi per il funzionamento del sistema) e con l'integrazione del meccanismo di neutralità di Snam rispetto alle relative partite economiche;

- la delibera 249/2012/R/gas, con l'aggiornamento del prezzo applicato ai soggetti forniti in servizio di *default* trasporto. In particolare, si prevede che il prezzo a copertura dei costi di approvvigionamento della materia prima non sia solo correlato ai costi sostenuti da Snam ma abbia un prezzo minimo pari al prezzo di sbilanciamento applicato agli utenti "corti", per evitare possibili utilizzi impropri del servizio in ragione di possibili condizioni più vantaggiose di quelle applicate a tali utenti.

Inoltre, sono state approvate integrazioni al TIB in relazione al sistema di neutralità per il recepimento di modalità che tengano conto delle disposizioni relative al meccanismo di copertura dal rischio di mancato pagamento di cui all'art. 10 della delibera 249/2012/R/gas ed è stato previsto che, a decorrere dal 1° ottobre 2024, sia il termine che definisce la differenza tra i consumi effettivi e quelli stimati nelle procedure di *settlement* gas sia il disequilibrio di competenza del servizio di *default* trasporto non siano oggetto di regolazione economica nell'ambito dei meccanismi di neutralità di cui all'art. 8 del TIB e ai commi 16.3 e 24.3 del TISG.

Con la delibera 17 settembre 2024, 363/2024/R/gas, l'Autorità ha modificato la delibera 17 luglio 2002, 137/02, per introdurre della flessibilità aggiuntiva nell'utilizzo della capacità di trasporto con lo scopo di eliminare le incertezze legate agli effetti derivanti da un'eventuale risoluzione anticipata del contratto di fornitura per inadempienza del cliente finale, anche favorendo la sottoscrizione di contratti di durata inferiore all'anno. Più in dettaglio, per i punti di riconsegna della rete di trasporto direttamente collegati alle utenze industriali e alle utenze termoelettriche, è stato previsto che l'utente che ne assume la fornitura, con contratti di fornitura che terminano nel corso del medesimo anno termico e non vengono rinnovati, possa estinguere anticipatamente il conferimento della sottostante capacità di trasporto annuale secondo tempistiche e modalità dettagliate nella medesima delibera.

Con la delibera 17 settembre 2024, 365/2024/R/gas, l'Autorità ha chiarito che il corrispettivo CMT, riproporzionato su base giornaliera e moltiplicato per il coefficiente giornaliero di cui alla tabella 6 della RTTG 6PRT, si applica anche agli scostamenti di cui al comma 17.9 della delibera 137/02 (cioè alla differenza, se positiva, fra la massima capacità utilizzata e il valore della capacità conferita).

Con la delibera 19 novembre 2024, 482/2024/R/gas, sono state altresì apportate alcune modifiche alla disciplina del bilanciamento, con particolare riferimento:

- a una nuova formulazione del cosiddetto piccolo aggiustamento (art. 5, co. 1, lett. a) del TIB) funzionale a ridurre le possibilità di arbitraggio dovute all'asimmetria temporale tra i sistemi di liquidazione del GME e di Snam; il valore del piccolo aggiustamento è stato correlato al valore dell'onere di un'operazione di finanziamento a breve termine, temporalmente coerente con l'asimmetria tra i tempi di regolazione dei pagamenti relativi all'acquisto di gas presso il mercato centralizzato (GME) e ai corrispettivi di sbilanciamento (Snam). Trattandosi di una modifica impattante sull'intera comunità degli utenti del bilanciamento, la delibera prevede che la nuova formulazione del piccolo aggiustamento entri in vigore a partire da ottobre 2025, consentendone l'anticipazione nelle dinamiche commerciali degli scambi di gas all'ingrosso;
- all'adeguamento del sistema degli incentivi per Snam, sia alla luce di particolari situazioni in cui quest'ultima può trovarsi a operare (ad es.: volatilità dei prezzi di mercato), sia per migliorare la bontà della definizione dei prelievi attesi relativamente ai punti di prelievo con frequenza di misura diversa dalla mensile con dettaglio giornaliero. In merito, l'Autorità ha disposto:

- alcune integrazioni all'indicatore di performance di Snam "p2" volte a individuare situazioni in cui può risultare arbitrario attribuire alla performance p2 un carattere di efficienza o di inefficienza, sulla base di target prefissati, come nei casi di prezzi eccessivamente bassi (< 20 €/MWh) o volatili;
- alcune integrazioni all'indicatore di performance p3 per tenere conto anche delle differenze tra volumi nominati e transitati che si generano fisiologicamente nell'esercizio dei sistemi interconnessi e che per loro natura non sono programmabili (OBA);
- la rimodulazione su base stagionale dell'incentivo I4 sulla base delle evidenze legate all'andamento della performance p4 e con l'inclusione dei volumi afferenti al servizio di *default* trasporto dopo che la delibera 24 settembre 2024, 374/2024/R/gas, ha disposto che siano approvvigionati alla stregua di quelli per il funzionamento del sistema;
- la riduzione delle risorse destinate all'incentivo I5 e non più necessarie a raggiungere gli obiettivi di minimizzazione degli interventi dell'RdB nella sessione *infraday* del comparto per l'Approvvigionamento del gas di sistema (AGS), liberando al contempo risorse per altre aree di incentivazione;
- l'introduzione di un nuovo indicatore di performance p6, che definisce l'errore giornaliero nella previsione dei prelievi attesi relativamente ai punti di riconsegna con frequenza di misura diversa da quella mensile, prevedendo, in prima applicazione, un valore cumulato annuo dell'incentivo I6 non negativo;
- la durata quadriennale del periodo di incentivazione.

Accesso al servizio di stoccaggio

L'incentivazione alle imprese di stoccaggio è stata introdotta dal 2018, quindi recepita nella Regolazione in materia di garanzie di libero accesso al servizio di stoccaggio di gas naturale (di seguito: RAST), con l'obiettivo di favorire la messa a disposizione di capacità di breve termine e di servizi che consentano una maggiore flessibilizzazione delle prestazioni complessive dello stoccaggio. I proventi derivanti dall'allocazione di tali capacità/servizi sono ripartiti tra l'impresa di stoccaggio e il sistema, garantendo la sostenibilità del meccanismo.

A partire dal 2022, le imprese di stoccaggio hanno sviluppato diversi servizi innovativi (il servizio di giacenza residua, quello di controflusso invernale, servizi infrastagionali) che, anche mediante il meccanismo dell'allocazione implicita di capacità stagionale, hanno rivestito un ruolo importante per raggiungere gli obiettivi di riempimento che la situazione di tensione aveva posto. Tale evoluzione ha impattato sul sistema incentivante nella misura in cui i servizi richiamati sono stati offerti tramite capacità di stoccaggio di breve termine, rendendo necessario chiarire come il regime di incentivazione riguardi le sole capacità aggiuntive rispetto a quelle afferenti ai servizi c.d. base (limitando di fatto i proventi generati dal meccanismo stesso alla valorizzazione delle sole capacità aggiuntive di breve termine).

In questo contesto si colloca la delibera 12 marzo 2024, 76/2024/R/gas, con cui l'Autorità ha introdotto alcune modifiche al RAST funzionali ad adeguare sia il quadro regolatorio dei servizi di stoccaggio alla luce dell'evoluzione osservata, che l'assetto del sistema incentivante, rendendolo uno strumento di regolazione strutturato e a regime. La delibera ha altresì fissato, per il biennio 2024-2025, i parametri con cui le imprese di stoccaggio calcolano i proventi trattenuti a titolo di incentivo.

Con il decreto 20 luglio 2022, il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica (allora Ministro della transizione ecologica) aveva previsto che il GSE offrisse un servizio di riempimento di ultima istanza (di seguito: servizio STUI), al fine di garantire il raggiungimento degli obiettivi di riempimento del sistema degli stoccaggi. Tale decreto aveva altresì previsto che l'Autorità riconoscesse gli "eventuali costi non recuperati sostenuti dal GSE, tenendo conto dei costi complessivi del servizio e con l'obiettivo di salvaguardare l'equilibrio economico-finanziario del GSE medesimo". A tal fine, la delibera 11 giugno 2024, 229/2024/R/gas, ha disposto l'erogazione da parte della Cassa per i servizi energetici e ambientali a favore del GSE, a valere sul "Conto oneri stoccaggio", dei costi compensativi e ambientali (componente C_{COMP}) associati all'utilizzo degli stoccaggi, per il periodo agosto 2022-dicembre 2023, e dei costi relativi alle transazioni effettuate per la cessione del gas in stoccaggio, per il periodo agosto 2022-marzo 2023, come rendicontati dal GSE.

Con la delibera 14 maggio 2024, 182/2024/R/gas, l'Autorità ha aggiornato, per il periodo 1° ottobre 2024-31 marzo 2025, il valore della componente CRV^{OS} di cui al comma 41.1, lettera f), della RTTG ponendolo pari a 0,0364 €/Smc. Con la medesima delibera, inoltre, l'Autorità ha adottato le seguenti disposizioni (che sono state confermate dalla delibera 11 giugno 2024, 227/2024/R/gas, dopo una breve consultazione) relative all'applicazione della componente CRV^{OS} presso i punti di riconsegna afferenti a impianti di produzione termoelettrica:

- l'applicazione integrale della componente CRV^{OS} , salvo successiva restituzione della parte di tale componente funzionale alla copertura dei costi del servizio di riempimento degli stoccaggi di ultima istanza (di seguito: servizio STUI), rimandando a successivo provvedimento le modalità implementative di dettaglio;
- in applicazione di quanto sopra, la restituzione ai produttori termoelettrici, per il periodo 1° ottobre 2024-31 marzo 2025, in relazione ai prelievi di gas naturale effettuati per la produzione di energia elettrica immessa in rete, della quota pari a 0,0226 €/Smc, della componente CRV^{OS} funzionale alla copertura dei costi del servizio STUI;
- l'assegnazione alla società GSE della gestione delle restituzioni di cui al punto precedente;
- la copertura, da parte della generalità dei clienti finali del settore elettrico, della quota dei costi del servizio STUI non coperta dai produttori termoelettrici.

Con la delibera 17 settembre 2024, 364/2024/R/com, l'Autorità ha definito le modalità implementative relative alla restituzione ai produttori termoelettrici della parte della componente CRV^{OS} funzionale alla copertura dei costi del servizio STUI e al recupero di tale quota non coperta dai produttori termoelettrici attraverso una componente tariffaria posta direttamente a carico della generalità dei clienti finali del settore elettrico. In particolare, al fine di perseguire il principio dell'economicità e dell'efficienza dell'azione amministrativa, l'Autorità ha stabilito di adottare, per quanto possibile, le medesime modalità implementative adottate per la restituzione dell'elemento RE_{TEE} di cui alla delibera 26 marzo 2020, 96/2020/R/eel (come suggerito anche da diversi utenti/associazioni). Più in dettaglio, la delibera 364/2024/R/com prevede che:

- il meccanismo di restituzione, dal GSE ai produttori termoelettrici, dell'elemento OS_{STUI} sia analogo al meccanismo già vigente per la restituzione dell'elemento RE_{TEE} ;
- il GSE, previa consultazione, aggiorni ed invii per approvazione all'Autorità il "Regolamento Operativo per il ristoro dell'elemento RE_{TEE} ai sensi della delibera ARERA 96/2020/R/eel del 26 marzo 2020", garantendo la piena coerenza procedurale tra la restituzione dell'elemento OS_{STUI} e la restituzione dell'elemento RE_{TEE} e ottimizzando i relativi processi;
- il gettito necessario per garantire la restituzione dell'elemento OS_{STUI} sia raccolto da Terna (tramite i corrispettivi di dispacciamento applicati dagli utenti del dispacciamento all'energia elettrica prelevata, richiamati nello schema di delibera) sull'intero anno solare, e non solo nel periodo invernale, come inizialmente proposto dall'Autorità;

- il gettito di cui al precedente punto vada ad alimentare il Conto oneri e stoccaggi da cui il GSE attinge per effettuare le restituzioni;
- Terna, GSE e CSEA trasmettano, per approvazione, una procedura operativa per la gestione dei flussi relativi alla restituzione dell'elemento OS_{STUI} .

Con il decreto 28 marzo 2024, il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica ha emanato le disposizioni per l'anno termico dello stoccaggio 2024-2025 (ai sensi dell'art. 14 del decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1 e dell'art. 12, comma 7, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164) confermando in generale l'assetto prevalente dei servizi di stoccaggio. In attuazione delle suddette disposizioni, l'Autorità, con la delibera 2 aprile 2024, 129/2024/R/gas, ha definito il quadro generale delle regole applicabili ai servizi di stoccaggio per l'anno termico dello stoccaggio 2024-2025, determinando, tra le altre cose, i prezzi di riserva per tutte le capacità oggetto di conferimento.

Accesso ed erogazione del servizio di rigassificazione

Nel corso dell'anno 2024 sono stati completati i lavori alla FSRU (*Floating Storage and Regassification Unit*) e alla piattaforma di ormeggio del nuovo terminale di rigassificazione gestito dalla società Snam FSRU Italia; l'impianto, che sarà ubicato in prossimità della costa di Ravenna, dispone di una capacità di rigassificazione annuale di circa 4,5 miliardi di Sm^3 . Con la delibera 30 gennaio 2024, 16/2024/R/gas, l'Autorità ha approvato il codice di rigassificazione e la proposta di procedura di primo conferimento della capacità di rigassificazione del Terminale di Ravenna. L'entrata in esercizio del nuovo impianto di rigassificazione è prevista per la prima metà del 2025.

Il decreto legge 17 maggio 2022, n. 50 prevede disposizioni per la realizzazione di nuova capacità di rigassificazione mediante unità galleggianti di stoccaggio e rigassificazione da allacciare alla rete di trasporto esistente al fine di diversificare le fonti di approvvigionamento di gas e la sicurezza energetica nazionale. Per tali finalità, l'art. 5 del decreto legge n. 50/2022 istituisce un fondo di 30 milioni di euro per ciascuno degli anni dal 2024 al 2043, prevedendo che i criteri di accesso e le modalità di impiego del fondo siano definiti con decreto del Ministro dell'economia e delle finanze, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, sentita l'Autorità, che si è in merito espressa con parere 19 marzo 2024, 88/2024/I/gas.

Approvazione e aggiornamento dei Codici dei servizi

La disciplina dell'accesso e dell'erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale, contenuta nel decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, prevede che le imprese eroganti i predetti servizi definiscano i propri codici in conformità ai criteri stabiliti dall'Autorità, che li approva una volta verificatane la coerenza con i criteri medesimi.

Nel corso del 2024, 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 28 maggio 2024, 203/2024/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta di aggiornamento del Codice di Rete della Società Gasdotti Italia finalizzata, tra le altre cose, al recepimento del DM 5 ottobre 2023,

n. 325 (che ha modificato il limite massimo dell'indice di Wobbe nella specifica di qualità del gas naturale), all'aggiornamento delle tempistiche delle sessioni di aggiustamento, al chiarimento delle modalità di applicazione dei corrispettivi di trasporto nel caso di nuovi allacciamenti e discature;

- con la delibera 10 settembre 2024, 355/2024/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta di aggiornamento del Codice di Stoccaggio della società Edison Stoccaggio che prevede, in luogo dell'applicazione di un corrispettivo pari a l'uno per mille del valore del gas in garanzia e comunque non inferiore a 5.000 euro, che non si applichi alcun corrispettivo per i casi in cui il creditore sia Snam e l'applicazione di un corrispettivo fisso pari a 1.000 euro per i depositi a favore di altre tipologie di creditori;
- con la delibera 5 novembre 2024, 455/2024/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta di modifica del Codice di Rete e del Codice Tariffe della società TAP finalizzata all'introduzione dei prodotti di capacità di durata infragiornaliera, in linea con la pertinente regolazione europea in materia di allocazione della capacità presso i punti di interconnessione;
- con la delibera 30 gennaio 2024, 16/2024/R/gas, l'Autorità ha approvato lo schema di Codice di Rigassificazione del nuovo Terminale di Ravenna presentato dalla società Snam FSRU Italia, gestore dell'impianto, ai sensi dell'art. 24, comma 5, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- con delibera 10 luglio 2024, 281/2024/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta di aggiornamento del Codice di Rigassificazione della società Terminale GNL Adriatico che prevede disposizioni relative alla manutenzione dell'impianto, all'introduzione del servizio di *slot* supplementari e all'adeguamento dei parametri dell'indice di Wobbe del gas immesso nella rete nazionale di trasporto;
- con la delibera 10 luglio 2024, 282/2024/R/gas, è stata approvata una proposta di aggiornamento del Codice di Rete di Snam Rete Gas S.p.A. relativamente:
 - alle modalità di gestione dei conguagli, previsti al comma 4.3 della delibera 16 aprile 2019, 147/2019/R/gas (con cui è stata approvata la riforma del processo di conferimento ai punti di uscita della rete di trasporto che alimentano reti di distribuzione o *city gate*), della capacità di trasporto attribuita ai PdR con conferimento giornaliero sulla base degli aggiornamenti comunicati dal Gestore del SII a seguito delle sessioni di aggiustamento effettuate ai sensi del TISG;
 - all'implementazione del comma 4.4 della delibera 147/2019/R/gas, introdotto dalla delibera 25 luglio 2023, 334/2023/R/gas, concernente i casi di rettifiche dei dati di prelievo per i PdR MG appartenenti alle categorie d'uso C2, T1 e T2;
 - all'applicazione del comma 2.2 della delibera 25 luglio 2023, 334/2023/R/gas, riguardante l'allineamento dei database dell'impresa di trasporto e del Gestore del SII relativamente alle capacità di trasporto oggetto di rettifica;
 - all'aggiornamento delle disposizioni del Codice di Rete al Capitolo 5, paragrafo 1.1, in recepimento di quanto previsto dalla delibera 26 settembre 2023, 421/2023/R/gas;
- con la delibera 1° ottobre 2024, 389/2024/R/gas, l'Autorità ha approvato, per quanto di competenza, la proposta di aggiornamento del Codice di Rete di Snam Rete Gas funzionale al recepimento di quanto stabilito con la delibera 30 luglio 2024, 333/2024/R/gas, recante modifiche e/o integrazioni al TISG funzionali al recepimento nelle procedure di *settlement* relative ai punti dotati di *smart meter* G4 e G6. In considerazione del carattere prettamente implementativo delle modifiche da apportare ai Codici di Rete in esito all'approvazione del provvedimento, è stato previsto che il recepimento delle nuove disposizioni potesse avvenire senza l'ordinaria fase di consultazione da parte delle imprese di trasporto;
- con la delibera 29 ottobre 2024, 438/2024/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta di aggiornamento del Codice di Rigassificazione presentata dalla società OLT *Offshore* LNG Toscana che prevede: l'incremento della tolleranza operativa nella consegna dei carichi e della tipologia del GNL che può essere ricevuto dal termi-

nale, l'adozione dell'anno solare quale riferimento temporale per la programmazione degli *slot* di scarica, in luogo dell'anno termico, e l'introduzione di *slot* di scarica complementari, ovvero piccoli *slot* che possono essere offerti su base infrannuale;

- con la delibera 5 novembre 2024, 456/2024/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta della società Terminale GNL Adriatico di valorizzazione dei corrispettivi per i servizi di flessibilità e l'importo massimo dei ricavi destinato alla copertura dei costi incrementali;
- con la delibera 26 novembre 2024, 500/2024/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta di aggiornamento del Codice di Rigassificazione presentata dalla società GNL Italia, con la quale è stata prevista l'introduzione dei servizi di *Small Scale* LNG e il servizio di liquefazione virtuale, oltre alla possibilità per il terminale di offrire, nell'ambito delle procedure di conferimento *spot*, *slot* di dimensioni ridotte con capacità di rigassificazione pari a due giorni, equivalente a circa 35.000 m³ liquidi;
- con la delibera 17 dicembre 2024, 558/2024/R/gas, è stata approvata una proposta di aggiornamento del Codice di Rete di Società Gasdotti Italia finalizzata al recepimento di quanto disposto con la delibera 334/2023/R/gas in tema di capacità di trasporto conferita in relazione ai casi di rettifiche dei dati di prelievo relative ai punti di riconsegna della rete di distribuzione misurati con dettaglio giornaliero appartenenti alle categorie d'uso C2, T1 e T2, richieste nell'ambito delle sessioni di bilanciamento e di aggiustamento;
- con la delibera 17 dicembre 2024, 559/2024/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta di GNL Italia di avviare una sperimentazione nelle procedure per l'offerta della capacità di rigassificazione ad anno termico avviato, finalizzata a promuovere l'utilizzo del Terminale di Panigaglia con particolare riferimento all'inverno 2024-2025; nonché, per l'offerta di un nuovo prodotto di capacità con conferimento implicito del servizio di stoccaggio temporaneo.

Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

L'Autorità, con 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 GME (incaricato del monitoraggio della dimensione concorrenziale) e l'impresa maggiore di trasporto (Snam Rete Gas, incaricata del monitoraggio della dimensione strutturale) inviino annualmente, per approvazione, all'Autorità il consuntivo dei costi sostenuti per le attività di monitoraggio svolte nell'anno precedente.

In linea con le suddette disposizioni, con la delibera 21 maggio 2024, 191/2024/R/gas, sono stati approvati i costi a consuntivo sostenuti dall'impresa maggiore di trasporto nel 2023 per l'attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale. Con la delibera 17 dicembre 2024, 557/2024/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 2025.

Misure per la sicurezza del sistema

Con la delibera 5 novembre 2024, 458/2024/R/gas, l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni di competenza contenute nel decreto 21 ottobre 2022 del Ministro della transizione ecologica (ora Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica) 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*.

Con la delibera 27 dicembre 2024, 600/2024/R/gas, l'Autorità ha definito disposizioni per la gestione del servizio di *peak shaving* durante il periodo invernale dell'anno termico 2024-2025 da parte di GNL Italia e di Snam ai sensi del decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica del 18 ottobre 2013.

Qualità dei servizi di trasporto, stoccaggio, distribuzione e misura

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 2024-2027 (RQTG 6PRT), in esito al procedimento avviato con la delibera 23 dicembre 2021, n. 617/2021/R/gas, in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto e misura del gas naturale, e al documento per la consultazione 10 ottobre 2023, n. 451/2023/R/gas, sono stati definiti con la delibera 12 dicembre 2023, 589/2023/R/gas, con la quale l'Autorità ha previsto per il 6PRT una sostanziale conferma dei previgenti criteri regolatori in materia di sicurezza, continuità e qualità commerciale del servizio di trasporto.

Con la delibera 29 ottobre 2024, 447/2024/R/gas, l'Autorità ha disposto l'approvazione della proposta di aggiornamento del Codice di rete della società Snam Rete Gas di recepimento dei criteri di regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo di regolazione 2024-2027, e minime modifiche all'RQTG 6PRT.

Con la delibera 24 settembre 2024, 377/2024/R/gas, l'Autorità ha disposto modifiche all'RMTG¹ al fine di far fronte a segnalazioni di criticità pervenute nei primi mesi del 2024, prevedendo in particolare:

- a) l'esenzione dall'applicazione del sistema di corrispettivi economici previsti dall'RMTG per gli impianti di misura con Qero inferiore a 200 S(m³)/h;
- b) l'estensione del criterio di dimensionamento dei corrispettivi per il mancato rispetto dei livelli di servizio dell'attività di *metering* previsto dall'RMTG per le imprese di trasporto, basato sul costo unitario fisso previsto dalla regolazione a carico del gestore per il Gas Non Contabilizzato, anche alle imprese di distribuzione

¹ "Regolazione del servizio di misura sulla rete di trasporto del gas naturale (RMTG)" approvata con delibera 23 novembre 2021, 512/2021/R/gas, 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 dei requisiti dei livelli di qualità.

(considerata l'introduzione, successiva alla delibera 23 novembre 2021, 512/2021/R/gas, del meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione sul Delta *in-out*);

- c) la riduzione della frequenza minima di aggiornamento dei dati di qualità per i soggetti sottoposti a metrologia legale con impianti di misura con portate inferiori a 4.000 S(m³)/h connessi a pressioni superiori a 5 bar, quindi ricadenti nell'ambito di applicazione dell'indicatore D, da mensile a trimestrale, prevedendo un periodo transitorio di tre anni, fino al 31 dicembre 2026, con una frequenza minima semestrale.

Con la medesima delibera sono state contestualmente approvate le proposte di modifica del Codice di Rete di Snam Rete Gas e di SGI coerenti con le suddette modifiche.

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.

Con la delibera 30 luglio 2024, 336/2024/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di criteri di regolazione tariffaria e della qualità per il servizio di stoccaggio del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (6PRS), decorrente dal 1° gennaio 2026.

Con il documento per la consultazione 12 novembre 2024, 473/2024/R/gas, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti per la revisione dei criteri di regolazione del servizio di stoccaggio per il 6PRS, in relazione ai criteri tariffari di determinazione dei ricavi di riferimento a copertura del costo riconosciuto per il servizio di stoccaggio di gas naturale e ai criteri di regolazione della qualità del servizio. In particolare, con tale documento per la consultazione per il 6PRS, in un quadro di sostanziale stabilità rispetto ai criteri vigenti, l'Autorità ha prospettato:

- in tema di sicurezza del servizio, il rafforzamento delle previsioni in materia di dispersioni attraverso introduzione di obblighi aggiuntivi, quali la rilevazione e la comunicazione dei volumi di gas oggetto di dispersione, la rilevazione e la comunicazione del numero degli eventi che danno luogo a emissioni di gas e dei relativi volumi e la pubblicazione della metodologia utilizzata per la stima delle emissioni;
- in tema di continuità del servizio, il superamento del meccanismo di penalità per mancato rispetto degli obblighi contrattuali, e l'introduzione del confronto tra prestazioni di erogazione o di iniezione complessivamente disponibili agli utenti e quelle delle curve prestazionali individuate con decreto ministeriale, da rilevare anche nell'ambito del rapporto sulla qualità del servizio.

Chiusura procedimento per la determinazione dei premi e delle penalità relativi ai recuperi di sicurezza per gli anni 2013, 2016, 2017, 2018 e 2019

Con la delibera 27 febbraio 2024, 57/2024/R/gas, l'Autorità ha completato il procedimento per la determinazione dei premi e delle penalità relativi ai recuperi di sicurezza per gli anni 2016 e 2017 con riferimento a 24 impianti che distribuiscono gas nelle località ricadenti nelle regioni Sicilia, Piemonte e Liguria interessate dagli esiti

dell'indagine di cui all'Allegato A alla delibera 9 ottobre 2018, 494/2018/E/gas², riservandosi contestualmente di rivalutare le delibere 21 dicembre 2021, 596/2021/R/gas, e 2 agosto 2022, 383/2022/R/gas, con le quali aveva rispettivamente annullato e sospeso la determinazione dei premi e delle penalità relativi agli anni 2018 e 2019, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato, sez. VI, n. 9607/2022.

Con la delibera 23 aprile 2024, 159/2024/R/gas, l'Autorità è intervenuta, a seguito di istanza presentata da un'impresa distributrice, in autotutela riconoscendo i premi annullati alla società per l'anno 2013 con delibera 20/2016/R/gas, in quanto la mancata percentuale di ispezione di rete che portava a tale annullamento era in realtà dovuta esclusivamente a diversa sensibilità degli strumenti di misura utilizzati per la cartografia e a bordo del veicolo.

Modifiche all'RQDG in materia di obblighi di rilevazione della pressione e comunicazione

La regolazione della qualità del servizio di distribuzione gas prevede l'obbligo in capo alle imprese distributrici, per ciascun punto di rilevazione della pressione, su base mensile, di registrare una serie di dati e informazioni relativi al monitoraggio della pressione. È, inoltre, previsto che l'impresa distributrice conservi in modo ordinato e accessibile tutta la documentazione necessaria per la verifica della correttezza delle registrazioni delle pressioni effettuate per un periodo di cinque anni, e che tali dati siano pubblicati con visibilità minima di tre anni sul sito internet dell'impresa stessa.

Con la delibera 26 marzo 2024, 104/2024/R/gas, l'Autorità ha disposto di abrogare l'articolo 26, comma 2, dell'R-QDG. In particolare, è stato abrogato, alla luce di problematiche di gestione informatica interne, l'obbligo di comunicazione all'Autorità dei dati di misurazione del singolo impianto, mantenendo tuttavia l'obbligo per le imprese di distribuzione di pubblicazione dei dati e, pertanto, di messa a disposizione al pubblico degli stessi, senza lesione per l'affidabilità e la sicurezza delle reti di distribuzione, la cui responsabilità attiene comunque alle imprese di distribuzione.

Premi e penalità della sicurezza del servizio di distribuzione nel periodo 2020 e 2021

Con le delibere 30 luglio 2024, 344/2024/R/gas, e 19 novembre 2024, 490/2024/R/gas, sono stati determinati i premi e le penalità per l'anno 2020 per le società di distribuzione; il provvedimento ha interessato tutte le imprese di distribuzione che partecipano al sistema incentivante i recuperi di sicurezza e, pertanto, a seguito dell'adozione di tali delibere, nessun procedimento è rimasto in sospeso.

In particolare, la delibera 30 luglio 2024, 344/2024/R/gas, al fine di evitare penalizzazioni finanziarie nei confronti delle 148 imprese distributrici che hanno dato il proprio benestare rispetto ai risultati di previsione della determinazione dei premi e delle penalità per l'anno 2020, ha riconosciuto, a differenza degli anni precedenti nei quali

² Recante "Chiusura dell'indagine conoscitiva in materia di investimenti delle imprese regolate ai sensi delle delibere dell'Autorità 177/2016/E/gas e 220/2017/R/gas, relativamente ai dati e alle informazioni comunicati all'Autorità dalle società Italgas e Napoletanagas".

veniva anticipato in acconto alle imprese l'80% del valore previsto, l'importo complessivo dei premi alle imprese che avevano dato riscontro positivo alla valorizzazione dei premi determinati dall'Autorità.

Successivamente, a valle delle osservazioni pervenute e delle relative comunicazioni delle risultanze istruttorie alle singole imprese, con la delibera 19 novembre 2024, 490/2024/R/gas, si è provveduto al riconoscimento dei premi e delle penalità per l'anno 2020 per tutte le ulteriori 41 imprese distributrici, ovvero anche per quelle che non avevano espresso né osservazioni né benestare alle previsioni di determinazione.

Nel corso del 2024 si è anche avviato il processo per procedere alla determinazione dei premi e delle penalità per la sicurezza del servizio di distribuzione gas nel 2021, al fine di recuperare i ritardi dovuti a problemi informatici riscontrati nel 2023 e inizio 2024.

Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

Tariffe per il servizio di trasporto del gas

Le tariffe per il servizio di trasporto del gas naturale sono definite coerentemente con la delibera 4 aprile 2023, 139/2023/R/gas, con la quale l'Autorità ha approvato la regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (RTTG 6PRT – 2024-2027), vigente dal 1° gennaio 2024.

Con la delibera 29 maggio 2024, 216/2024/R/gas, l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto ai sensi dell'RTTG 6PRT, ha approvato i ricavi di riferimento e determinato i corrispettivi tariffari per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per l'anno 2025. Con la medesima delibera, l'Autorità ha anche approvato le istanze dei parametri ROSS presentate dalle imprese di trasporto del gas ai sensi dei criteri applicativi ROSS di cui alla delibera 31 ottobre 2023, 497/2023/R/com.

Con riferimento ai procedimenti per ottemperare a sentenze definitive della giustizia amministrativa intervenute in materia di tariffe per il servizio di trasporto del gas:

- con la delibera 23 aprile 2024, 156/2024/R/gas, in ottemperanza alle sentenze del TAR Lombardia 7 marzo 2024, nn. 645, 646, 647, 648, 649, 650 e 23 marzo 2024, n. 878, l'Autorità ha riavviato il procedimento – già avviato con la delibera 27 settembre 2022, 448/2022/R/gas, e interrotto con la delibera 19 settembre 2023, 410/2023/R/gas, confermando i previgenti criteri tariffari – in materia di misure di economicità del sistema delle tariffe di trasporto per i soggetti a maggior consumo di gas naturale; con tale delibera l'Autorità ha definito uno schema di regolazione recante una misura, da applicarsi ai soggetti ricorrenti con riferimento ai prelievi di gas naturale effettuati nel periodo 1° gennaio 2018-11 agosto 2023, da notificare alla Commissione europea ai sensi dell'art. 108, paragrafo 3, del TFUE, affinché ne verifichi la compatibilità col mercato interno; l'adozione della misura è stata rinviata all'esito positivo della procedura di verifica davanti alla Commissione europea;
- con la delibera 23 luglio 2024, 314/2024/R/gas, anche tenuto conto degli esiti del documento di consultazione 26 marzo 2024, 103/2024/R/gas, l'Autorità ha disposto la chiusura del procedimento per l'ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato 5 ottobre 2022, n. 8523, e 27 luglio 2023, n. 7386, in materia di regolazione delle tariffe del servizio di trasporto di gas naturale per i periodi regolatori 2014-2017 e 2018-2019; in

particolare, l'Autorità ha confermato la regolazione tariffaria del servizio di trasporto vigente nel periodo dal 2014 al 2019, integrata da una misura compensativa a beneficio degli utenti che risultano penalizzati in tale periodo dall'importazione di gas dal Mezzogiorno.

Tariffe per il servizio di stoccaggio del gas

Con la delibera 30 gennaio 2024, 18/2024/R/gas, l'Autorità ha disposto la chiusura del procedimento di ottemperanza alla sentenza del TAR Lombardia 5 giugno 2023, n. 1399, volto alla determinazione dei costi operativi incrementali da riconoscere alla società Edison Stoccaggio relativamente agli anni 2012-2014, rideterminando, in via definitiva, il corrispettivo unitario variabile d'impresa CVS della società Edison Stoccaggio per gli anni 2012, 2013, 2014, e disponendo il conseguente conguaglio.

Con la delibera 30 luglio 2024, 335/2024/R/gas, l'Autorità ha approvato i ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio relativi al 2025 e rilasciato il nulla osta all'erogazione delle spettanze del fattore di copertura dei ricavi del 2023, ai sensi dell'RTSG 5PRS, recante la regolazione tariffaria del servizio di stoccaggio del gas naturale per il quinto periodo di regolazione 2020-2025, definita dalla delibera 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas. Con la stessa delibera sono stati avviati ulteriori approfondimenti sugli investimenti programmati per la società Stogit, in relazione sia ai costi di investimento sia alle prestazioni di stoccaggio.

Con il documento per la consultazione 12 novembre 2024, 473/2024/R/gas, che si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 30 luglio 2024, 336/2024/R/gas, per l'adozione di provvedimenti funzionali alla regolazione tariffaria e della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il sesto periodo di regolazione decorrente dal 2026, in un quadro di sostanziale stabilità rispetto ai criteri vigenti, l'Autorità ha proposto alcuni elementi di novità per il prossimo periodo regolatorio (6PRS), quali:

- l'allineamento ai criteri ROSS³ per la durata del periodo regolatorio, il trattamento delle partite inflattive, le voci di costo operativo escluse dal riconoscimento tariffario e le modalità di attivazione del parametro Y;
- l'introduzione di un meccanismo che possa creare una stretta relazione tra efficienza dei costi, utilità per il sistema e incentivazione per l'impresa, vincolando il riconoscimento costi di capitale nei limiti dei costi stimati *ex ante* e introducendo un meccanismo di *sharing* dei risparmi eventualmente conseguiti;
- l'introduzione di una nuova categoria di cespiti con vita utile inferiore a quella di pozzi e condotte per interventi di manutenzione straordinaria per il mantenimento in esercizio e allungamento vita utile degli asset che non ne comportino la sostituzione o il rifacimento;
- il superamento del meccanismo potenziato di incentivazione, che prevede la facoltà per l'impresa di stoccaggio di trattenere una maggiore quota di gettito derivante dall'offerta dei servizi di stoccaggio di breve termine, a fronte della riduzione della quota di ricavo soggetta a garanzia tramite fattore di copertura;
- per i ricavi di riferimento delle nuove imprese di stoccaggio, coerentemente con quanto previsto per il servizio di rigassificazione del GNL, l'introduzione di un meccanismo di simmetrica ripartizione tra impresa e sistema delle efficienze (o inefficienze) conseguite dall'impresa rispetto alla stima di costo, prevedendo la rideterminazione *ex post* della voce di ricavo a copertura dei costi operativi;
- il superamento del meccanismo di conguaglio su livello ricavi di riferimento dell'anno successivo e l'introduzione di un meccanismo di compensazione degli scostamenti con Cassa attraverso il fattore copertura dei ricavi.

³ Cfr. delibere 18 aprile 2023, 163/2023/R/com, e 31 ottobre 2023, 497/2023/R/com.

Tariffe per il servizio di rigassificazione del GNL

Con la delibera 9 maggio 2023, 196/2023/R/gas, l'Autorità ha adottato i criteri di regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del GNL per il 6PR GNL (RTRG 2024-2027). Facendo seguito a tale provvedimento, con il documento per la consultazione 27 febbraio 2024, 56/2024/R/gas, l'Autorità ha espresso i propri orientamenti in materia di criteri di determinazione del tasso di variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi e dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati da utilizzare ai fini delle determinazioni tariffarie per il servizio di rigassificazione del GNL, nonché in materia di trattamento degli aggiornamenti del tasso di remunerazione del capitale investito. In esito a tale consultazione, con la delibera 25 giugno 2024, 253/2024/R/gas, l'Autorità ha disposto modifiche all'RTRG 6PR GNL, prevedendo in particolare di:

- (i) allineare ai criteri ROSS⁴ la determinazione del deflatore degli investimenti fissi lordi (incluso il c.d. raccordo), mantenendo in questo modo la coerenza con la regolazione del servizio di trasporto;
- (ii) allineare ai criteri ROSS le modalità di riconoscimento dell'inflazione;
- (iii) al fine di consentire alla tariffa di riflettere i costi propri del servizio, prevedere un meccanismo per regolare gli scostamenti derivanti dalla rideterminazione dei ricavi di riferimento per tenere conto di eventuali modifiche del WACC, deflatore, inflazione e dati patrimoniali di consuntivo.

Con la medesima delibera 253/2024/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione del GNL per l'anno 2025, inclusa la proposta tariffaria del nuovo Terminale di Ravenna, e ha disposto il rilascio del nulla osta all'erogazione delle spettanze del fattore di copertura dei ricavi e delle partite di conguaglio per l'anno 2023.

Tariffe per il servizio di distribuzione del gas

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. Con la delibera 29 dicembre 2022, 737/2022/R/gas, è stata approvata la nuova versione della regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG) per il periodo di regolazione 2020-2025, in vigore dal 1° gennaio 2023.

In materia di determinazioni tariffarie, con la delibera 28 dicembre 2023, 631/2023/R/gas, sono state approvate le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'art. 42 dell'RTDG, le opzioni tariffarie gas diversi, di cui all'art. 69 dell'RTDG, e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'art. 47 dell'RTDG, per l'anno 2024. Con il medesimo provvedimento è stato approvato l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'art. 59 dell'RTDG, per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione. Con la stessa delibera è stato anche sanato un errore materiale rilevato nella tabella 5 dell'RTDG ed è stato prorogato al 31 dicembre 2024 il termine di conclusione del procedimento avviato con la delibera 28 dicembre 2021, 634/2021/R/gas.

Con la delibera 30 gennaio 2024, 19/2024/R/gas, sono stati approvati i valori del 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

⁴ Cfr. delibere 18 aprile 2023, 163/2023/R/com, e 31 ottobre 2023, 497/2023/R/com.

decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro per i rapporti con le Regioni e la coesione territoriale, 12 novembre 2011, n. 226, per l'anno 2024, in esito alla modifica dei valori del WACC approvati con la delibera 28 novembre 2023, 556/2023/R/com, per effetto dell'attivazione del meccanismo di *trigger* di cui all'art. 9 comma 1 dell'Allegato A alla delibera 23 dicembre 2021, 614/2021/R/com (TIWACC 2022-2027).

Con la delibera 5 marzo 2024, 66/2024/R/gas, è stato avviato un procedimento finalizzato all'eventuale riconoscimento in via straordinaria degli effetti della revisione, da parte dell'Istat, in concomitanza con la *release* di ottobre 2023, delle serie storiche dei dati utilizzati per il calcolo del tasso di variazione del deflatore da applicare ai fini dell'aggiornamento delle componenti tariffarie a copertura dei costi di capitale riconosciuti (remunerazione del capitale investito netto e ammortamenti), con riferimento sia ai servizi di distribuzione e misura del gas naturale in reti di distribuzione interconnesse con il sistema nazionale di trasporto, sia ai servizi di distribuzione e misura in reti isolate di gas naturale e di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate.

Nell'ambito del suddetto procedimento, con il documento per la consultazione 5 marzo 2024, 67/2024/R/gas, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti con riferimento all'eventuale riconoscimento, in via straordinaria, degli effetti derivanti dalla rettifica, da parte dell'Istat, dei dati utilizzati ai fini della determinazione del tasso di variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi, con riferimento ai servizi di distribuzione e misura del gas naturale in reti di distribuzione interconnesse con il sistema nazionale di trasporto, nonché ai servizi di distribuzione e misura in reti isolate di gas naturale e di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate.

Con la delibera 8 maggio 2024, 173/2024/R/gas, l'Autorità ha concluso il procedimento avviato con la delibera 5 marzo 2024, 66/2024/R/gas, prevedendo, in particolare:

- con riferimento ai servizi di distribuzione e misura del gas naturale, modalità applicative che garantiscono il pieno riconoscimento degli effetti derivanti dalla revisione dei dati Istat, con un lag di un anno, evitando di dover procedere a rettifiche dei dati già comunicati nelle raccolte tariffarie con conseguente necessità di rideterminare le tariffe di riferimento del 2023;
- con riferimento ai servizi di distribuzione e misura in reti isolate di gas naturale e di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate, di riconoscere gli effetti della revisione dei dati Istat in occasione della determinazione del tasso di variazione del deflatore ai fini dell'aggiornamento delle opzioni tariffarie per l'anno 2025, adottando modalità operative coerenti con quelle introdotte con riferimento al servizio di distribuzione del gas naturale in reti interconnesse e prevedendo, in sede di determinazione dei ricavi di riferimento per l'anno 2025, una partita straordinaria di ricavi ammessi aggiuntivi che intercetti quindi gli effetti delle rettifiche dei dati Istat in termini di remunerazione del capitale investito e ammortamenti riconosciuti.

Con la delibera 9 aprile 2024, 134/2024/R/gas, sono state rideterminate le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni dal 2017 al 2022 al fine di tenere conto:

- (i) dell'accoglimento di istanze di rideterminazione tariffaria connesse al reperimento di documentazione contabile precedentemente non disponibile, e
- (ii) di richieste di rettifica presentate dalle imprese distributrici. Con il medesimo provvedimento l'Autorità ha proceduto a rideterminare le tariffe di riferimento per gli anni dal 2020 al 2022, limitatamente alla quota parte relativa alla copertura dei costi operativi riconosciuti per il servizio di distribuzione, al fine di tenere conto della correzione dell'errore di calcolo rilevato dal TAR nell'ambito dei ricorsi avverso la delibera 27 dicembre 2019, 570/2019/R/gas, avvenuta con la delibera 19 settembre 2023, 409/2023/R/gas.

Con la delibera 16 aprile 2024, 146/2024/R/gas, sono state approvate le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2023, sulla base di quanto disposto dall'art. 3 comma 2 dell'RTDG, considerando le richieste di rettifica di dati presentate entro la data del 15 febbraio 2024.

Con la delibera 23 aprile 2024, 155/2024/R/gas, l'Autorità ha avviato il procedimento finalizzato a dare attuazione alle disposizioni di cui all'art. 22 del DL 13 giugno 2023, n. 69⁵, relative al riconoscimento tariffario degli investimenti nei Comuni montani in zona climatica F nonché nei Comuni beneficiari di contributi ai sensi della delibera del Comitato interministeriale per la programmazione economica 28 gennaio 2015, n. 5/2015.

Nell'ambito di tale procedimento, con il documento per la consultazione 23 luglio 2024, 313/2024/R/gas, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti ai fini dell'attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 22 del DL 69/2023, con particolare riferimento al riconoscimento:

- dei maggiori costi di investimento sostenuti o da sostenere nei comuni montani in zona climatica F nonché nei comuni beneficiari di contributi ai sensi della delibera del Comitato interministeriale per la programmazione economica n. 5/2015;
- dei costi relativi a interventi funzionali a garantire l'immissione di gas da fonte rinnovabile nei medesimi comuni di cui al punto precedente.

Con la delibera 14 maggio 2024, 186/2024/R/gas, sono state approvate le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2024 e sono state rideterminate le tariffe definitive per l'anno 2023 per alcune località, al fine di sanare un errore materiale rilevato nella delibera 146/2024/R/gas. Con il medesimo provvedimento è stato sanato un errore materiale presente nella Tabella 9 dell'RTDG, relativo ai valori unitari della penale per mancata installazione dei gruppi di misura per gli anni 2023-2025, e sono stati rideterminati i valori di alcune componenti tariffarie, di cui alla Tabella 5 dell'RTDG, a seguito della rideterminazione del tasso di variazione del deflatore per l'anno 2024, di cui alla delibera 8 maggio 2024, 173/2024/R/gas.

Con la delibera 11 giugno 2024, 231/2024/R/gas, l'Autorità ha avviato il procedimento finalizzato a dare esecuzione alle sentenze del Consiglio di Stato, sez. II, nn. 10185/2023, 10293/2023, 10294/2023, 10295/2023 e 1450/2024, tenendo conto di quanto chiarito anche nelle sentenze TAR Lombardia, sez. I, nn. 507/2024, 877/2024, 883/2024, 884/2024 e 1029/2024, in materia di tariffe per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, con particolare riferimento ad aspetti inerenti alla determinazione dei costi operativi riconosciuti per il servizio di distribuzione per il periodo di regolazione 2020-2025, di cui alla delibera 27 dicembre 2019, 570/2019/R/gas, in esito a un articolato contenzioso, intentato da una pluralità di operatori.

Nell'ambito di tale procedimento, con il documento per la consultazione 22 ottobre 2024, 427/2024/R/gas, al fine di dare esecuzione alle suddette sentenze, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti, individuati secondo un principio generale di coerenza dell'azione regolatoria, come sintetizzati di seguito:

- difetto di trasparenza:
 - criteri di elaborazione dei dati di costo/ricavo delle imprese;

⁵ Tale articolo ha modificato il comma 4-bis dell'art. 23 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, che, nella sua attuale formulazione prevede, tra l'altro, che l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente, nel determinare le tariffe, tenga conto dei maggiori costi di investimento in tali Comuni, nonché della necessità di remunerare nei Comuni medesimi interventi funzionali a garantire l'immissione in rete di gas da fonte rinnovabile.

- quantificazione del valore complessivo dei maggiori recuperi di produttività conseguiti dal settore nel periodo regolatorio 2014-2019;
- esplicitazione dei criteri e delle modalità di calcolo adottati per la determinazione dei costi operativi riconosciuti per il periodo 2020-2025, approvati con la delibera 570/2019/R/gas;
- determinazione dei costi operativi effettivi per l'anno 2018:
 - rappresentatività dei campioni;
 - criteri di esclusione dei valori anomali;
 - calcolo dei costi unitari effettivi medi del settore;
- tassi di riduzione dei costi operativi riconosciuti (X factor):
 - rideterminazione dell'X-factor da applicare alla generalità delle imprese;
 - meccanismo di correzione dell'X-factor specifico per impresa, che garantisca il raggiungimento degli obiettivi di efficientamento previsti dalla regolazione, attivato su istanza al ricorrere di specifiche condizioni;
- rimodulazione dei coefficienti per differenziare i costi riconosciuti in funzione della densità di utenza servita.

Con la delibera 24 settembre 2024, 376/2024/R/gas, sono stati rideterminati i valori delle tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale per gli anni tariffari dal 2015 al 2023, secondo le modalità operative indicate nella determina 11 ottobre 2023, 1/2023 – DINE, e sulla base delle dismissioni di *smart meter* comunicate nell'ambito della sessione straordinaria della raccolta dati RAB GAS; con tale delibera sono stati inoltre sanati errori materiali rilevati con riferimento a 6 località tariffarie.

Con la delibera 19 novembre 2024, 489/2024/R/gas, è stata approvata la rideterminazione delle tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2013-2023, sulla base di richieste di rettifica di dati presentate dalle imprese distributrici, ai sensi dell'art. 4 dell'RTDG, nonché delle rettifiche derivanti dalla correzione di un errore materiale riscontrato nella determinazione delle tariffe di riferimento definitive per l'anno 2023.

Con la delibera 27 dicembre 2024, 587/2024/R/gas, sono state approvate le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'art. 42 dell'RTDG, le opzioni tariffarie gas diversi, di cui all'art. 69 dell'RTDG, e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'art. 47 dell'RTDG, per l'anno 2025. Con il medesimo provvedimento è stato approvato l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'art. 59 dell'RTDG, per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione. Con la stessa delibera è stato prorogato al 31 dicembre 2025 il termine di conclusione del procedimento avviato con la delibera 634/2021/R/gas.

Servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas

Con la delibera 28 maggio 2024, 207/2024/R/gas, l'Autorità ha concluso il procedimento, avviato con la delibera 22 marzo 2022, 114/2022/R/gas, per la rideterminazione degli importi riconosciuti alla società Italgas Reti (ITG Reti) relativi agli anni 2011-2016, a copertura dei costi operativi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori, con particolare riferimento ai costi dichiarati come "costi del personale incaricato della gestione delle SIM".

Gli oneri generali gas per il 2024

Anche gli oneri generali di sistema e le ulteriori componenti del settore gas, come previsto per il settore elettrico, sono stati aggiornati nel corso del 2024, con cadenza trimestrale, dalle delibere 28 dicembre 2023, 633/2023/R/com, 28 marzo 2024, 113/2024/R/com, 27 giugno 2024, 263/2024/R/com e 27 settembre 2024, 384/2024/R/com.

A partire dal 1° gennaio 2024 sono state riattivate le componenti tariffarie RE/RET e UG3/UG3T. L'Autorità ha pertanto fissato:

- il valore della componente RET pari a 1,1768 centesimi di euro/smc e ha aggiornato conseguentemente la componente tariffaria RE;
- il valore della componente UG3T pari a 0,4227 centesimi di euro/smc e ha adeguato gli elementi $UG3_{UJ}$, $UG3_{FT}$ e $UG3_{INT}$ della componente UG3.

Le componenti tariffarie GS/GST sono rimaste, invece, inizialmente invariate, in quanto il conto GS-GST all'inizio dell'anno 2024 risultava più che capiente rispetto agli oneri previsti. Tuttavia, con la delibera 113/2024/R/com è stata disposta la riattivazione di tali componenti a partire dal 1° ottobre 2024.

Con la delibera 384/2024/R/com, l'Autorità ha:

- dato seguito al comma 4.1 della delibera 113/2024/R/com, che ha previsto che, a decorrere dal 1° ottobre 2024, il valore della componente GST sia pari a 0,3320 centesimi di euro/smc;
- aggiornato conseguentemente la componente tariffaria GS.

La delibera 384/2024/R/com ha altresì confermato tutti i valori delle restanti componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e delle ulteriori componenti del settore gas.

Agevolazioni per le imprese a forte consumo di gas naturale ("imprese gasivore")

Come evidenziato nella precedente *Relazione Annuale*, in attuazione di quanto previsto dall'art. 21, della legge n. 167/2017, il Ministro della transizione ecologica ha adottato, in data 21 dicembre 2021, il decreto n. 541 (di seguito: decreto 541/2021) recante "Rideterminazione dei corrispettivi a copertura degli oneri generali del sistema gas applicati alle imprese a forte consumo di gas naturale" (di seguito anche: "imprese gasivore").

Con la delibera 2 novembre 2022, 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 sostanziale 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.

La sopracitata delibera 541/2022/R/gas rimanda a un successivo provvedimento, su proposta congiunta di ENEA e CSEA redatta nel quadro di collaborazione definito dal protocollo di intesa, per definire le modalità di verifica e i

necessari obblighi informativi in capo alle imprese a forte consumo di energia per accertare le condizioni previste dall'art. 8, comma 4, del decreto n. 541/2021, nonché la documentazione atta a certificare l'avvenuta realizzazione dell'intervento di efficienza energetica previsto in diagnosi da esibire in caso di controllo.

La delibera 541/2022/R/gas prevede altresì, ai fini dei controlli sulle misure di efficienza energetica dichiarati dalle imprese che intendono accedere alla predetta misura agevolativa, una collaborazione tra l'ENEA, che gestisce l'intero meccanismo delle diagnosi energetiche ai sensi dell'art. 8 del decreto legislativo n. 102/2014, e la CSEA, a cui sono affidate le istruttorie per l'ammissione dei soggetti beneficiari e sulla cui base costituisce e aggiorna l'Elenco delle imprese a forte consumo di gas naturale. In particolare, ai sensi dell'art. 9, comma 4, del decreto n. 541/2021, l'ENEA è tenuta ad accertare le condizioni previste dall'art. 8, comma 4, del medesimo decreto in materia di misure per l'uso efficiente dell'energia che le imprese gasivore sono tenute ad adottare per essere ammesse alle predette agevolazioni; a tal fine l'ENEA comunica alla CSEA le informazioni necessarie per l'eventuale restituzione del beneficio riconosciuto nel caso in cui le imprese gasivore non abbiano ottemperato a quanto previsto in tema di efficienza energetica.

Nel corso del 2024, con la determina DSME 23 aprile 2024, 2/2024 (determina 2/2024 – DSME), in attuazione di quanto previsto dal punto 2.2 della delibera 541/2022/R/gas, è stato definito che ai fini dei controlli di cui all'art. 8, comma 2, lett. a) e b) del decreto n. 541/2021 si faccia riferimento alle verifiche indicate nell'allegato tecnico al Protocollo di intesa predisposto congiuntamente tra ENEA e CSEA, che costituisce parte integrante e sostanziale del provvedimento; inoltre, che, i costi diretti sostenuti da ENEA per le attività previste dal comma 9.4, del decreto n. 541/2021, sono coperti dal contributo in quota fissa a copertura delle spese di gestione della CSEA e versati dalle imprese gasivore alla stessa CSEA.

Con la delibera 17 settembre 2024, 366/2024/R/gas, sono state introdotte alcune modifiche ed integrazioni alle disposizioni attuative per il riconoscimento delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di gas naturale di cui all'Allegato A della delibera 541/2022/R/gas riguardanti, tra l'altro, il comma 16.1 per tenere conto dell'intervento in esito alla sopracitata determinazione 2/2024 – DSME nonché di rettifiche di alcuni errori formali e materiali presenti nell'Allegato A della delibera 541/2022/R/gas, al fine di addivenire a una migliore leggibilità complessiva del testo, incluse le modifiche derivanti dalla riorganizzazione delle Direzioni dell'Autorità.

Infine, con determina 19 settembre 2024, 5/2024–DSME, ai fini della raccolta dei dati per il riconoscimento delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di gas naturale per la competenza 2025 è stato stabilito il prezzo di riferimento del gas naturale di cui all'art. 5, comma 1, lett. a), del decreto n. 541/2021, sulla base delle modalità di applicazione del prezzo di riferimento di cui alla delibera 541/2022/R/gas, che prevede l'utilizzo dei prezzi medi delle rilevazioni Eurostat, nonché il livello del contributo a carico delle imprese a forte consumo di gas naturale concernente la copertura dei costi amministrativi sostenuti dalla CSEA per la costituzione e l'aggiornamento dell'elenco per l'annualità di competenza 2025.

Piani decennali di sviluppo delle reti

Attività sui piani di sviluppo del trasporto gas del 2023

Con la delibera 30 gennaio 2024, 23/2024/R/com, l'Autorità ha avviato un procedimento per aggiornare le proprie disposizioni in materia di piani di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale, con la finalità, tra le altre, di tenere conto di più recenti vincoli legislativi che prevedono l'obbligo per l'impresa maggiore di trasporto di trasmettere il Piano unico del trasporto del gas naturale con cadenza biennale, rendendo di fatto inefficace l'obbligo di invio da parte dei gestori delle reti di trasporto dei propri Piani di sviluppo 2024.

Nell'ambito della medesima delibera, l'Autorità ha altresì abrogato la deroga dall'obbligo di applicazione dell'analisi costi/benefici per i Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas relativi all'anno 2023, prevedendo al contempo l'obbligo per i gestori del sistema di trasporto che avessero fatto uso di tale deroga di integrare i propri Piani di sviluppo trasmessi a dicembre 2023 con le relative analisi costi/benefici.

Ai sensi di quanto disposto sia dall'art. 16 comma 2 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, sia dalla delibera dell'Autorità 27 settembre 2018, 468/2018/R/gas, e s.m.i., l'Autorità sottopone i Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale alla consultazione degli utenti della rete effettivi o potenziali e di tutti gli altri soggetti interessati, rendendo poi pubblici i risultati di tale consultazione; sono stati pertanto resi disponibili, sul sito internet dell'Autorità, i piani di sviluppo 2023 delle seguenti imprese:

- Consorzio Media Valtellina Trasporto Gas
- Energie Rete Gas
- Enura
- Gasdotti Alpini
- Infrastrutture Trasporto Gas
- Metanodotto alpino
- Retragas
- Società Gasdotti Italia
- Snam Rete Gas.

L'Autorità ha altresì reso disponibili i seguenti documenti:

- il documento di coordinamento dei Piani, predisposto da Snam Rete Gas, in qualità di impresa maggiore di trasporto, ai sensi dell'art. 5 della delibera 468/2018/R/gas, contenente tutti gli interventi contenuti nei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale 2023-2032 dei gestori del sistema di trasporto (compresi quelli della stessa Snam Rete Gas), in cui, per ciascun progetto, sono evidenziate eventuali sovrapposizioni tra gli interventi di sviluppo della rete ed eventuali azioni necessarie per garantirne la realizzazione;
- i criteri applicativi dell'analisi costi-benefici, inclusivi della relativa appendice informativa, contenente la stima dei costi unitari standard e gli altri parametri unitari rilevanti ai fini della predisposizione dei Piani 2023;
- il documento di descrizione degli scenari applicati nei Piani 2023.

I soggetti interessati hanno avuto la possibilità di far pervenire le proprie osservazioni all'Autorità entro il 14 agosto 2024; queste sono state poi trasmesse ai gestori del sistema di trasporto per una loro analisi e valutazione: sia le osservazioni che le controdeduzioni sono state anch'esse pubblicate sul sito internet dell'Autorità.

In data 11 luglio 2024, ai sensi dell'art. 4 comma 3 della delibera 468/2018/R/gas, Snam Rete Gas, in coordinamento con gli altri gestori del sistema di trasporto, ha organizzato una sessione pubblica di presentazione dei Piani, al fine di garantire la massima partecipazione al processo di consultazione, dandone adeguata pubblicità sul proprio sito internet.

Consultazione sul Piano unico di sviluppo del trasporto gas

Sempre nel corso del 2024, l'Autorità ha stabilito di aggiornare le proprie disposizioni per la predisposizione dei piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale, sia in relazione alla modifica del quadro normativo primario (in particolare, la legge 30 dicembre 2023, n. 214) sia in relazione a un insieme di altre evoluzioni e raccomandazioni, a livello europeo, riguardo alle attività di pianificazione: pertanto, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 30 gennaio 2024, 23/2024/R/com, con il documento per la consultazione 3 dicembre 2024, 522/2024/R/gas, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti per la predisposizione di un Piano unico di sviluppo della rete di trasporto.

La proposta di aggiornamento delle disposizioni dell'Autorità tiene conto, come detto, delle recenti evoluzioni del quadro comunitario, sia riguardo al c.d. "Pacchetto decarbonizzazione" (che si compone di due testi legislativi: Direttiva UE 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, relativa a norme comuni per i mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno, e Regolamento UE 2024/1789 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, sui mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno) sia con riferimento alle recenti politiche energetico-ambientali.

Nel dettaglio, il documento per la consultazione 522/2024/R/gas presenta orientamenti riguardanti:

- il processo di predisposizione del Piano unico, in particolare riguardo alle responsabilità dei soggetti coinvolti, al loro coordinamento, e alle tempistiche;
- l'aggiornamento dei requisiti minimi per la predisposizione del Piano unico e per l'analisi costi/benefici.

Per quanto riguarda il processo di predisposizione del Piano unico, l'Autorità ha espresso i seguenti orientamenti:

- attribuire all'impresa maggiore di trasporto il compito di valutare non solo il coordinamento di tutti gli interventi, ma anche la coerenza delle proposte di sviluppo promosse dalle altre imprese di trasporto con l'assetto potenziale della rete, verificando anche le stime di costo trasmesse dalle altre imprese, e sviluppare e aggiornare le analisi dei costi e dei benefici; mentre i compiti di individuazione (e, nelle fasi successive, di evoluzione di un progetto già pianificato e di aggiornamento) dei dettagli progettuali degli specifici interventi di sviluppo, nonché di effettiva realizzazione degli interventi e relativo monitoraggio, rimarrebbero prerogative dei singoli gestori;
- non rendere più disponibile l'attuale documento di coordinamento degli sviluppi dei vari gestori in forma separata rispetto al Piano, ma renderlo una parte integrante di questo, finalizzata a dare evidenza del processo di coordinamento tra gestori, propedeutico all'elaborazione del Piano, degli input trasmessi all'impresa maggiore di trasporto e delle azioni da essa adottate;
- mantenere, nella definizione di un termine biennale per l'invio del Piano unico gas, a partire dal 2027, una logica di sostanziale allineamento con il settore della trasmissione elettrica e, in termini prospettici, con il settore dell'idrogeno e fissare la scadenza del 28 febbraio degli anni dispari, a partire dal 2027;

- prevedere che i gestori diversi dall'impresa maggiore possano trasmettere a quest'ultima tutte le informazioni rilevanti per la finalizzazione del Piano unico (inclusa la sua sintesi tabellare) entro il 31 gennaio di ciascun anno dispari;
- fissare la scadenza al 31 luglio 2025 per quanto riguarda l'edizione del Piano unico 2025, al fine di identificare un punto intermedio tra dicembre 2023 e febbraio 2027, così da poter attuare un processo il più possibile ordinato di passaggio alla nuova periodicità biennale e alle nuove attività e processi di coordinamento ed elaborazione del Piano unico.

Per quanto riguarda, invece, l'aggiornamento dei requisiti minimi per la predisposizione del Piano unico e per l'analisi costi/benefici, gli orientamenti dell'Autorità riguardano:

- la previsione che il Piano unico gas includa anche le informazioni relative alle infrastrutture di rete che saranno dismesse, incluse le relative tempistiche previste, l'informazione se la finalità sia di rimozione e smantellamento, o di *repurposing*, nonché le indicazioni sui costi associati alla dismissione, i ricavi derivanti dalla cessione di asset e, in termini generali, gli impatti tariffari, approfondendo inoltre gli eventuali effetti di tali dismissioni sul sistema del gas naturale; tali informazioni sarebbero richieste per tutte le attività di dismissione;
- l'applicazione, in caso di effettuazione di specifiche analisi costi/benefici delle dismissioni, delle stesse soglie di costo di investimento previste per l'esecuzione delle analisi costi/benefici degli interventi di sviluppo;
- la previsione che i costi fisici di smantellamento di porzioni di rete, nei casi in cui l'attività non risponda a principi generali di efficienza del sistema, non siano ammissibili (né ai fini di riconoscimento dei costi, né nella valutazione dei piani di investimento), in particolare qualora siano in corso o siano stati realizzati negli ultimi dieci anni precedenti al piano di interventi per nuove capacità di trasporto di gas sullo stesso percorso o su un percorso parallelo;
- la previsione che il Piano unico contenga informazioni più dettagliate possibile sia in merito ai progetti di trasporto di promotori terzi (ossia diversi da gestori di reti nazionali o regionali di gasdotti) al di fuori del perimetro della rete nazionale di gasdotti, anche in fase di studio/valutazione, sia in merito a progetti di sviluppo di infrastrutture di stoccaggio e rigassificazione che siano in fase di studio, valutazione, pianificazione, autorizzazione o realizzazione;
- la previsione che le informazioni, in particolare i costi e i tempi previsti e, opzionalmente, i benefici, vengano fornite dai soggetti promotori dei singoli progetti in un formato standardizzato nella forma di sintetiche schede progetto, la cui predisposizione e pubblicazione del *template*, così come la successiva raccolta, sarebbero in capo all'impresa maggiore di trasporto;
- la previsione che le schede progetto delle iniziative di promotori terzi, di gestori (anche potenziali) di infrastrutture di stoccaggio e di rigassificazione siano di accompagnamento al Piano unico, nell'ambito di uno specifico Allegato nel quale sarà anche effettuato il monitoraggio dell'avanzamento dei progetti di allacciamento/interconnessione alla rete di trasporto a fronte delle richieste di utenti e/o gestori; i progetti ricadenti in questo specifico Allegato non sarebbero oggetto di specifica valutazione dell'Autorità;
- la previsione che l'impresa maggiore di trasporto individui nel Piano unico in maniera trasparente le eventuali infrastrutture che si rendano necessarie a seguito della realizzazione dei progetti terzi di cui al punto precedente;
- la valutazione dell'adozione di un approccio maggiormente strutturato e integrato all'identificazione dei *system needs* per il settore gas, anche in coerenza con quanto previsto da alcuni anni per il settore della trasmissione elettrica riguardo al rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo, coordinando gli orizzonti temporali di analisi;

- la previsione che, laddove vi fosse capacità disponibile nel sistema del gas naturale, si debba analizzare se tale capacità possa essere utilizzata in ottica cross-settoriale per risolvere limitazioni nelle capacità di trasmissione di energia elettrica;
- la correlazione dell'analisi delle capacità di trasporto disponibili con la definizione delle capacità di trasporto obiettivo del settore elettrico, valutando inoltre se l'informazione sulle capacità disponibili possa diventare un elemento utile per prospettive di *repurposing* delle infrastrutture per il trasporto di idrogeno o altre finalità;
- la sostituzione dell'attuale categoria di beneficio B6 con un indicatore quantitativo (impatto I6 – Variazione delle emissioni di gas inquinanti non climalteranti);
- l'eliminazione della categoria di beneficio B2m – Sostituzione di combustibili per metanizzazione di nuove aree;
- la presentazione di una sintesi tabellare degli interventi del Piano unico, in formato foglio di lavoro elaborabile, relativa a tutti gli interventi contenuti nel Piano, differenziata tra interventi soggetti e non soggetti ad analisi costi/benefici;
- la previsione di uno specifico rapporto di monitoraggio dell'avanzamento del Piano di sviluppo anche per quanto riguarda il Piano unico del gas, da predisporre negli anni pari e quindi con frequenza biennale, in quanto negli anni dispari tali informazioni di monitoraggio sarebbero contenute direttamente all'interno del piano stesso.

Progetti pilota e sperimentazioni

In seguito all'approvazione (con la delibera 12 dicembre 2023, 590/2023/R/gas) della graduatoria di ammissione delle istanze alle sperimentazioni di cui alla delibera 2 agosto 2022, 404/2022/R/gas, sono stati identificati i progetti ammessi alle sperimentazioni e quantificato il contributo erogabile ai relativi Titolari.

Dall'anno 2024 le sperimentazioni sono pertanto entrate nella loro fase applicativa.

Con la delibera 16 aprile 2024, 147/2024/R/gas, è stato erogato ai Titolari di progetto ammessi alle sperimentazioni l'acconto di cui all'art. 4 comma 9 dell'Allegato A alla delibera 404/2022/R/gas ed è stata altresì posticipata la data prevista per la trasmissione all'Autorità, da parte dei Titolari di progetto, della Prima rendicontazione intermedia di cui all'Allegato C della determina 20 dicembre 2022, 9/2022 – DIEU, fissando quale nuovo termine il 30 giugno 2024. L'acconto *ex ante* erogato è stato nel complesso pari a 9.246.312,33 euro, corrispondente al 30% del contributo complessivamente erogabile.

Con il mese di luglio 2024, i Titolari di progetto hanno pertanto trasmesso all'Autorità la Prima rendicontazione intermedia di cui all'Allegato C della determina 9/2022 – DIEU, finalizzata a dimostrare l'avvenuta conclusione della fase di progettazione "esecutiva" delle sperimentazioni.

Sulla base di un'istanza comune ai Titolari di progetto, nonché allo scopo di conservare una coerenza complessiva nello sviluppo temporale delle sperimentazioni mantenendo al contempo invariato il termine conclusivo delle stesse (dicembre 2026), con la determina 16 dicembre 2024, 06/2024 – DINE, sono stati prorogati anche i termini per la trasmissione da parte dei Titolari di progetto della Seconda relazione intermedia (tecnica) e della

Rendicontazione intermedia (economica) di cui all'Allegato C della determina 9/2022 – DIEU, fissandoli rispettivamente al 30 aprile 2025 e al 30 giugno 2025.

Conseguentemente, il periodo utile di sperimentazione viene ridotto da 24 a 21 mesi (aprile 2025-dicembre 2026), con l'obiettivo di consentire il completamento della fase preparatoria per tutte le sperimentazioni entro il mese di marzo 2025, mantenendo comunque una programmazione comune a tutte le sperimentazioni in coerenza con la tempistica originariamente programmata.

Gare per ambito di concessione del servizio di distribuzione

Provvedimenti in materia di gare per ambito di concessione

Con la delibera 6 febbraio 2024, 35/2024/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per la semplificazione e l'accelerazione delle procedure per l'effettuazione delle gare per il servizio di distribuzione del gas naturale.

Con il documento per la consultazione 6 febbraio 2024, 36/2024/R/gas, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in materia di semplificazione e accelerazione delle procedure per l'effettuazione delle gare per il servizio di distribuzione del gas naturale, anche per i procedimenti in corso.

In particolare, nel sopra citato documento per la consultazione l'Autorità ha evidenziato la necessità di proseguire l'opera di semplificazione, già avviata negli scorsi anni, allo scopo di accelerare i procedimenti in corso, congiuntamente alla spinta verso l'avvio delle rimanenti procedure di affidamento del servizio di distribuzione di gas naturale.

In esito a tale procedimento, a seguito di consultazione pubblica, con la delibera 16 luglio 2024, 296/2024/R/gas, l'Autorità ha approvato il "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in materia di gare d'ambito della distribuzione del gas naturale".

In particolare, la delibera sopra citata ha previsto la definizione di:

- un Nuovo procedimento per la valutazione dello scostamento VIR-RAB (Nuovo procedimento VIR-RAB), caratterizzato:
 - dalla verifica dello scostamento VIR-RAB effettuata sull'insieme degli impianti a devoluzione onerosa dello stesso Comune, con riferimento all'insieme della porzione di rete del gestore uscente e della porzione di rete dell'ente locale soggetta a devoluzione onerosa, laddove l'ente locale abbia espresso la volontà di alienare le reti e gli impianti di distribuzione e di misura di sua titolarità;
 - da un'unica comunicazione all'Autorità, da parte della stazione appaltante, di completamento degli invii, relativa alle porzioni di rete nella titolarità degli enti locali e alle porzioni di rete dei gestori uscenti per i

comuni dell'ambito oggetto di valutazione, introducendo l'obbligo per l'ente locale di certificare la riconciliazione tra gestore ed ente locale dei dati di consistenza trasmessi relativamente alla rete e agli impianti;

- dall'introduzione nei nuovi procedimenti di un ulteriore step in relazione alla presenza di deroghe o di clausole contrattuali, disponendo in tali casi che la stazione appaltante fornisca una dichiarazione, corredata da una relazione descrittiva, che specifichi se il calcolo è stato effettuato sulla base di clausole contenute nelle convenzioni stipulate tra le parti, nei limiti di ammissibilità individuati nelle disposizioni di cui all'art. 15, comma 5, del decreto legislativo n. 164/2000;
- un Nuovo procedimento unificato, che prevede la formulazione contestuale, da parte dell'Autorità, delle osservazioni in merito ai valori di rimborso e in merito ai contenuti dei documenti di gara predisposti dalle stazioni appaltanti, con le seguenti caratteristiche:
 - natura facoltativa dell'accesso a tale procedimento, consentito alle stazioni appaltanti indipendentemente dallo stato dei procedimenti che le riguardano, ad esclusione delle stazioni appaltanti per le quali l'Autorità abbia già completato il procedimento di valutazione degli scostamenti VIR-RAB delle porzioni di rete di proprietà dei gestori e delle stazioni appaltanti che abbiano già pubblicato il bando di gara alla data di adozione della presente delibera;
 - trasmissione all'Autorità da parte della stazione appaltante della documentazione relativa al valore di rimborso e al bando di gara contestuale, in un'unica soluzione.

La delibera 16 luglio 2024, 296/2024/R/gas, ha inoltre previsto una revisione metodologica del test "Analisi per indici", applicabile sia ai procedimenti in corso che ai Nuovi procedimenti VIR-RAB e ai Nuovi procedimenti unificati, riguardanti la valutazione delle differenze tra il VIR e la RAB.

In particolare, la delibera sopra citata ha previsto l'individuazione e l'utilizzo di soli tre indici significativi:

- a) VRN medio delle condotte, ovvero il costo medio di ricostruzione a nuovo delle condotte, espresso in euro/m;
- b) VRN degli IDU medio per IDU, ovvero il costo di ricostruzione a nuovo degli impianti di derivazione d'utenza medio per impianto di derivazione d'utenza, espresso in euro/IDU;
- c) VRN medio degli IDU per PDR, ovvero il costo di ricostruzione a nuovo degli impianti di derivazione d'utenza medio per punto di riconsegna espresso in euro/PDR.

A partire dai valori medi degli indicatori di cui sopra, calcolati sulla base dei valori di ricostruzione a nuovo (relativi alle condotte e agli impianti di derivazione d'utenza) e opportunamente aggiornati con il deflatore degli investimenti fissi lordi e rapportati alle relative consistenze (metri di rete, impianti di derivazione di utenza e punti di riconsegna), si procede a verificare, mediante un punteggio applicato agli indicatori di ciascun comune, il rispetto di un valore soglia.

In caso di mancato superamento del test, la verifica del VIR (nei casi di differenza della RAB superiore al 10%) avviene valutando la documentazione inerente alla valutazione del VIR.

Con la determina 19 settembre 2024, 4/2024 – DSME, si è definita la metodologia di effettuazione dell'analisi per indici di cui alla delibera 296/2024/R/gas, di determinazione dei valori degli indici medesimi, nonché del loro aggiornamento.

L'Autorità ha pubblicato sul proprio sito internet un manuale d'uso per guidare le stazioni appaltanti nell'uso del tool di calcolo per il test e nella trasmissione dei risultati all'Autorità.

Con la determina 22 febbraio 2024, 1/2024 – DSME, recante "Disposizioni per l'acquisizione della documentazione inerente ai procedimenti VIR-RAB per i Comuni aderenti al regime aggregato d'ambito ex legge 118/22", la Direzione DSME ha previsto che, a decorrere dalla data di pubblicazione della determinazione, l'acquisizione dei dati e delle informazioni funzionali alle valutazioni degli scostamenti VIR-RAB per i Comuni aderenti al regime aggregato d'ambito, ex legge n. 118/2022, di cui all'art. 3, comma 1, lettera c), dell'Allegato A alla delibera 714/2022/R/gas, avvenga tramite la "Piattaforma informatica per l'acquisizione della documentazione relativa all'analisi degli scostamenti VIR-RAB aggregato d'ambito".

I provvedimenti adottati nel corso del 2024 e nei primi due mesi del 2025, 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 alla valutazione degli scostamenti tra valore di rimborso e RAB e alla valutazione della documentazione di gara.

In relazione alla prima attività, con le delibere 30 gennaio 2024, 24/2024/R/gas, 21 maggio 2024, 196/2024/R/gas, 18 giugno 2024, 240/2024/R/gas, 18 giugno 2024, 241/2024/R/gas, 18 giugno 2024, 242/2024/R/gas, 16 luglio 2024, 297/2024/R/gas, 16 luglio 2024, 298/2024/R/gas, 15 ottobre 2024, 410/2024/R/gas, 29 ottobre 2024, 448/2024/R/gas, 26 novembre 2024, 508/2024/R/gas, 3 dicembre 2024, 523/2024/R/gas, 17 dicembre 2024, 566/2024/R/gas, 27 dicembre 2024, 591/2024/R/gas, 27 dicembre 2024, 592/2024/R/gas, 27 dicembre 2024, 593/2024/R/gas, 28 gennaio 2025, 19/2025/R/gas, 28 gennaio 2025, 20/2025/R/gas, 28 gennaio 2025, 21/2025/R/gas, 18 febbraio 2025, 51/2025/R/gas, 25 febbraio 2025, 65/2025/R/gas, 25 febbraio 2025, 66/2025/R/gas, 25 febbraio 2025, 67/2025/R/gas, l'Autorità ha espresso le proprie osservazioni inerenti ai valori di rimborso con scostamenti maggiori del 10% rispetto alla RAB, ai sensi di quanto previsto dall'art. 15, comma 5, del decreto legislativo n. 164/2000, come successivamente integrato e modificato, rispettivamente con riferimento ai comuni dei seguenti ambiti:

- ATEM Perugia 2 – Sud-Est (per reti di proprietà dei gestori),
- ATEM Roma 4 – Litorale Sud e Castelli Romani (per reti di proprietà degli enti locali),
- ATEM Benevento (per reti di proprietà dei gestori),
- ATEM Potenza 2 – Sud (per reti di proprietà dei gestori),
- ATEM Pescara (per reti di proprietà dei gestori),
- ATEM Enna (per reti di proprietà dei gestori),
- ATEM Biella (per reti di proprietà degli enti locali),
- ATEM Potenza 1 – Nord (per reti di proprietà dei gestori),
- ATEM Perugia 1 – Città di Perugia e Nord-Ovest (per reti di proprietà degli enti locali),
- ATEM Roma 4 – Litorale Sud e Castelli Romani (per reti di proprietà degli enti locali),
- ATEM Genova 1 – Città e impianto di Genova,
- ATEM Imperia (per reti di proprietà dei gestori e reti di proprietà degli enti locali),
- ATEM Arezzo (per reti di proprietà dei gestori e reti di proprietà degli enti locali),
- ATEM Pescara (per reti di proprietà degli enti locali),
- ATEM Terni (per reti di proprietà dei gestori),
- ATEM Ferrara (per reti di proprietà dei gestori),
- ATEM Perugia 1 – Città di Perugia e Nord-Ovest (per reti di proprietà degli enti locali),

- ATEM Pordenone (per reti di proprietà degli enti locali),
- ATEM Verbano – Cusio – Ossola (per reti di proprietà dei gestori),
- ATEM Modena 2 – Sud (per reti di proprietà degli enti locali),
- ATEM Reggio nell'Emilia (per reti di proprietà dei gestori e reti di proprietà degli enti locali),
- ATEM Torino 6 – Po Orientale (per reti di proprietà dei gestori e reti di proprietà degli enti locali).

Con riferimento, invece, all'attività di analisi della documentazione di gara ex art. 9, comma 2, del decreto interministeriale n. 226/2011, con le delibere 19 marzo 2024, 92/2024/R/gas, 12 novembre 2024, 477/2024/R/gas, 3 dicembre 2024, 525/2024/R/gas, 3 dicembre 2024, 531/2024/R/gas, 27 dicembre 2024, 590/2024/R/gas, l'Autorità ha espresso le proprie osservazioni in merito alla documentazione di gara inviata, ai sensi delle disposizioni di cui all'art. 9, comma 2, del decreto 12 novembre 2011, n. 226, con riferimento ai seguenti ambiti:

- ATEM Vicenza 2 – Nord-Est,
- ATEM Como 3 – Impianto di Cernobbio e Nord – Sondrio,
- ATEM Cuneo 1 – Nord-Ovest,
- ATEM Cuneo 2 – Città di Cuneo e Sud,
- ATEM Enna.

Iter di valutazione degli scostamenti VIR-RAB maggiori del 10%

Il procedimento di valutazione degli scostamenti VIR-RAB prevede la valutazione della documentazione trasmessa dalle stazioni appaltanti all'Autorità e la gestione dell'attività istruttoria.

Come è noto, tale procedimento è propedeutico al procedimento di verifica dei bandi di gara, di cui all'art. 9, comma 2, del decreto n. 226/2011, e successive modifiche e integrazioni.

Il procedimento di valutazione degli scostamenti VIR-RAB interessa attualmente una sessantina di stazioni appaltanti, con le quali è in corso un'intensa e continua attività di interlocuzione, al fine di snellire il processo di valutazione degli scostamenti VIR-RAB e giungere alla conclusione dei procedimenti in corso.

In particolare, per tali procedimenti, l'attività istruttoria prevede, alla luce delle novità regolamentari introdotte dalla delibera 296/2024/R/gas, l'applicazione da parte degli Uffici dell'Autorità, a ogni comune in regime ordinario soggetto alle valutazioni della medesima Autorità, del test "Analisi per indici" di cui alla delibera 296/2024/R/gas.

In esito a tale test, si richiede alle stazioni appaltanti, contattate preventivamente al fine di informarle adeguatamente sulla procedura seguita dagli Uffici dell'Autorità, la conferma dei valori di VIR presi a riferimento per lo sviluppo dei test.

Per i comuni che non abbiano superato il test, viene avviata un'attività di valutazione volta a completare, in tempi rapidi, l'iter di valutazione.



CAPITOLO

5



**ASPETTI COMUNI
DELLA REGOLAZIONE
INFRASTRUTTURALE
NELL'ENERGIA ELETTRICA
E NEL GAS**

SETTORIALE

Scenari propedeutici ai piani di sviluppo delle reti energetiche

Con delibera 30 gennaio 2024, 23/2024/R/com, l'Autorità ha avviato un procedimento per aggiornare le proprie disposizioni in materia di scenari per le reti energetiche.

Nell'ambito del procedimento avviato con la suddetta delibera, l'Autorità ha esposto i propri orientamenti in materia di elaborazione degli scenari, propedeutici alla redazione dei piani di sviluppo delle reti energetiche, nel documento per la consultazione 18 giugno 2024, n. 239/2024/R/com.

In generale, l'Autorità ha indicato l'orientamento che nel medio termine Snam e Terna continuino a predisporre scenari funzionali ai piani di trasmissione e di trasporto, dopo aver consultato le imprese distributrici, e che le imprese distributrici (appartenenti, inizialmente, al solo settore elettrico e con almeno 100.000 clienti finali) si occupino congiuntamente della definizione delle ipotesi specifiche locali, partendo dalle ipotesi a livello nazionale (o europeo) adottate da Snam e Terna.

Per quanto riguarda la predisposizione del documento di descrizione degli scenari da parte del gestore del sistema di trasmissione dell'energia elettrica (Terna) e dell'impresa maggiore di trasporto di gas naturale (Snam), gli orientamenti dell'Autorità hanno riguardato i seguenti aspetti:

- conferma della scadenza del 30 settembre 2024 per la pubblicazione del documento di descrizione degli scenari utilizzati per l'elaborazione dei piani di sviluppo;
- previsione che, per le edizioni successive, il termine ultimo per la presentazione all'Autorità e la pubblicazione del documento di descrizione degli scenari sia fissato al 31 luglio di ciascun anno pari;
- modalità di coinvolgimento degli *stakeholder* per la raccolta delle loro osservazioni;
- somministrazione di un questionario da parte di Snam e Terna con gli utenti del sistema energetico relativamente a determinati contenuti;
- allineamento degli anni oggetto di studio alle *framework guidelines* di ACER (ossia all'incirca "n+5", "n+10" e "n+15" come ultimo anno studio), valutando l'effettiva rilevanza di prospettive a +25 anni;
- analisi, da parte di Snam e Terna di concerto con le imprese distributrici elettriche, della rapidità di introduzione di nuove tecnologie in modo che, quando necessario, si possano anche definire ipotesi di breve termine, indicativamente riferite al terzo anno successivo all'anno del Piano;
- adozione di scenari differenziati negli orizzonti temporali di più lungo termine che siano basati su ipotesi contrastanti per le variabili relative al contesto macroeconomico e ai prezzi delle *commodity*;
- previsione dell'elaborazione di uno scenario *slow economy*;
- previsione che Snam e Terna esplicitino l'allineamento (o le eventuali differenze motivate) tra i propri scenari e quanto previsto dal PNIEC;
- rendere disponibili, anche per il tramite di un foglio di calcolo elaborabile, e per ogni anno studio individuato, determinati dati di input per finalità di trasparenza;
- introdurre disposizioni di pubblicazione di informazioni di output, almeno in linea con quanto già effettuato per prassi da Terna.

In esito alle osservazioni pervenute in merito alla consultazione di cui sopra, con delibera 1° ottobre 2024, n. 392/2024/R/com, l'Autorità ha disposto quanto segue:

- Snam e Terna elaborano congiuntamente, ogni due anni, il documento di descrizione degli scenari dei piani di sviluppo di trasmissione e trasporto: entro il 10 ottobre 2024, relativamente ai piani di sviluppo 2025, ed entro il 31 luglio degli anni pari, nel caso in cui i corrispondenti scenari di ENTSO-E ed ENTSO-G siano disponibili entro il 31 marzo del medesimo anno, oppure entro il 30 settembre degli anni pari qualora non si verifichi tale condizione;
- il documento di descrizione degli scenari indica i criteri utilizzati per l'elaborazione degli stessi focalizzandosi almeno su tre anni studio con profondità temporale indicativamente pari a "n+5", "n+10", "n+15" (dove n è l'anno del piano di sviluppo) e considerando l'adozione di scenari differenziati negli orizzonti temporali di più lungo termine, che siano basati su ipotesi contrastanti per le variabili relative al contesto macroeconomico, ai prezzi delle *commodity*, agli sviluppi di nuove tecnologie, prevedendo l'identificazione di uno scenario c.d. *slow economy*;
- i contenuti del documento di descrizione degli scenari, tra cui un'analisi delle eventuali differenze rispetto alle informazioni e ipotesi definite dall'ultima edizione o aggiornamento del PNIEC e un'analisi della coerenza con gli scenari predisposti ai fini dei TYNDP di ENTSO-E e ENTSO-G, fornendo giustificazione in caso di utilizzo di approcci o ipotesi differenti;
- Snam e Terna danno informazione pubblica con congruo anticipo rispetto al documento di descrizione degli scenari 2026 e successivamente avviano una o più raccolte di informazioni da parte degli utenti del sistema energetico attuali e potenziali, organizzando inoltre, entro il 30 settembre 2025, una sessione pubblica di discussione sulle prospettive di sviluppo del settore energetico italiano con orizzonte a 25 anni (anno 2050), mettendo a disposizione prima di tale sessione una o più note tecniche che illustrino prospettive plausibili di sviluppo del sistema, supportate da considerazioni quantitative con rappresentazione dei dati a livello nazionale.

Revisione delle modalità di rivalutazione del capitale investito

Con la delibera 30 luglio 2024, n. 339/2024/R/com, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'eventuale revisione dei criteri di rivalutazione dei costi di capitale per i servizi infrastrutturali dei settori dell'energia elettrica e del gas, alla luce della variabilità mostrata dal deflatore degli investimenti fissi lordi negli ultimi anni e prendendo spunto dalle modalità di rivalutazione dei costi di capitale utilizzate dagli altri regolatori a livello europeo.

Nell'ambito di tale procedimento, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 30 luglio 2024, n. 340/2024/R/com, nel quale ha prospettato le seguenti modalità operative alternative per la rivalutazione dei costi di capitale:

- ipotesi 0: mantenimento dell'utilizzo del valore del tasso di variazione del deflatore ai fini della rivalutazione dei costi di capitale, applicando meccanismi di correzione straordinaria secondo la metodologia già utilizzata dall'Autorità per il riconoscimento di ulteriori eventuali effetti della rettifica dei dati Istat qualificabili come particolarmente rilevanti; in particolare, in tali casi, in coerenza con quanto effettuato in sede di calcolo del c.d. raccordo per i servizi cui si applicano i criteri ROSS e con la delibera 8 maggio 2024, n. 173/2024/R/gas, si

procederebbe ad utilizzare, per i quattro trimestri del c.d. “periodo base” da prendere a riferimento nel nuovo calcolo, i dati già utilizzati ai fini del calcolo del deflatore per l’aggiornamento precedente;

- ipotesi 1: identificazione di un indicatore per la rivalutazione dei costi di capitale alternativo rispetto al deflatore degli investimenti fissi lordi;
- ipotesi 2: passaggio all’utilizzo di un WACC nominale in luogo dell’attuale WACC definito su base reale; in tale ipotesi, il capitale investito netto (RAB) sarebbe valorizzato sulla base del costo storico dei cespiti che lo compongono e le quote di ammortamento sarebbero calcolate sulla base delle vite utili regolatorie a partire dai valori di costo storico non rivalutato.

Con particolare riferimento all’ipotesi 1, ai fini dell’identificazione dell’indicatore per la rivalutazione, sono state valutate le seguenti caratteristiche:

- disponibilità e facile reperibilità dei dati dell’indice, con preferenza per gli indici pubblicati regolarmente da una fonte ufficiale;
- frequenza e modalità di revisione dell’indice, con preferenza per gli indici che non prevedano frequenti e/o rilevanti revisioni *ex post* a seguito della pubblicazione definitiva;
- disponibilità di stime prospettiche dell’indice da fonti pubblicamente accessibili e autorevoli, così da fornire maggiore visibilità *ex ante* sulle evoluzioni attese dell’indice e quindi sui possibili impatti tariffari.

Sulla base di tali requisiti, l’Autorità ha individuato, quali possibili alternative al deflatore degli investimenti fissi lordi, quattro indici dei prezzi al consumo – l’indice dei prezzi al consumo per l’intera collettività (NIC), l’indice dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati (FOI), l’indice dei prezzi al consumo armonizzato per i Paesi dell’Unione Europea relativo all’Italia (IPCA Italia) e l’indice dei prezzi al consumo armonizzato per i Paesi dell’Unione Europea relativo alla zona euro (IPCA area euro) – e un indice dei prezzi alla produzione, relativo all’industria (PPI).

Ai sensi della delibera 30 luglio 2024, 339/2024/R/com, la conclusione del procedimento per la revisione dei criteri di rivalutazione dei costi di capitale per i servizi infrastrutturali dei settori dell’energia elettrica e del gas è prevista entro il 30 aprile 2025.

Determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito nel secondo periodo di regolazione (2PWACC)

Con la delibera 23 dicembre 2021, n. 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 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.

Il TIWACC prevede che l'Autorità aggiorni, per il sub-periodo 2025-2027, i parametri comuni a tutti i servizi regolati, valutando l'opportunità di confermare il meccanismo di *trigger* (ossia l'aggiornamento annuale del WACC qualora, dall'aggiornamento di determinati parametri, si determini una variazione del WACC per almeno un servizio regolato pari ad almeno 50 punti base) per gli anni 2026 e 2027. Inoltre, la delibera 614/2021/R/com prevede di rivedere i criteri di aggiornamento del parametro *beta asset* per tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas entro il secondo sub-periodo, ossia entro il 2025.

L'Autorità ha espresso i propri orientamenti nel documento per la consultazione 31 luglio 2024, 342/2024/R/com, approvando successivamente, con la delibera 28 novembre 2024, 513/2024/R/com, i criteri di determinazione dei parametri beta di tutti i servizi infrastrutturali energetici, disponendone la rideterminazione sulla base di tali nuovi criteri, e aggiornando, per il sub-periodo 2025-2027, i parametri comuni a tutti i servizi. La delibera ha disposto, inoltre, la conferma del meccanismo di *trigger*, abbassando la soglia e modificando le modalità di attivazione della stessa per favorire una maggiore reattività del meccanismo ai mutamenti macroeconomici.

Infine, alla luce dei nuovi criteri sopra brevemente rappresentati, con la medesima delibera è stato disposto l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2025-2027, salvo l'eventuale attivazione del sopra citato meccanismo di *trigger*, secondo i valori riportati nella tavola seguente.

TAV. 5.1 Valori del WACC per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas

SERVIZIO	2025-2027 (*)
Trasmissione energia elettrica	5,5%
Distribuzione e misura energia elettrica	5,6%
Stoccaggio	6,1%
Rigassificazione	6,2%
Trasporto gas	5,5%
Distribuzione e misura gas	5,9%

(*) Salvo attivazione del *trigger*.

Fonte: ARERA.

Regolazione dell'*unbundling*

Separazione funzionale

Con la delibera 29 ottobre 2024, 446/2024/E/com, l'Autorità ha intimato a una serie di imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas l'obbligo di 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 all'art. 4, comma 1, dello stesso TIUF, al fine di verificare il corretto adempimento degli obblighi a loro carico in materia di separazione funzionale. 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 agli obblighi di separazione funzionale, e alle imprese elencate nell'allegato B al medesimo provvedimento, di trasmettere le raccolte annuali di separazione funzionale indicate, relative al 2024, cui sono tenute sulla base delle disposizioni del TIUF, e, specificamente, la raccolta "Adempimenti al TIUF" e la raccolta "Relazione annuale sulle misure adottate".

Riconoscimento dei costi sostenuti durante la fase di sperimentazione delle procedure di *self-auditing* in materia di separazione funzionale

Con la delibera 18 giugno 2024, 238/2024/R/com, l'Autorità ha rigettato l'istanza di riconoscimento tariffario dei costi legati alle procedure di *self-auditing* fornite dal service provider ILM, per le imprese Lereti (già ACSM AGAM), Servizi a Rete (ora V-Reti), AIM Vicenza (ora confluita in AGSM AIM), Centria, Cogeser, Deval, Edma Reti Gas, Novareti, Set Distribuzione e Serenissima Gas.

Con la precedente delibera 25 maggio 2021, 213/2021/R/com, l'Autorità aveva chiuso la sperimentazione delle procedure di *self-auditing*, valutando positivamente il modello adottato dal gruppo delle imprese rappresentate dalla società ILM, con riferimento specifico alla loro idoneità a soddisfare le esigenze sottese alla regolazione dell'*unbundling* funzionale a fronte delle deroghe specificamente richieste; la stessa delibera, tuttavia, non aveva specificamente disciplinato il tema del riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese partecipanti alla sperimentazione, prevedendo esclusivamente che ogni valutazione circa la copertura tariffaria dei costi connessi alla sperimentazione dovesse essere rimandata a una successiva fase istruttoria, previa istanza da parte dell'impresa interessata.

Tenuto conto che dall'istruttoria condotta non sono emersi costi non evitabili connessi con l'attuazione della sperimentazione stessa e non compensati dai benefici derivanti dalle deroghe ad alcuni obblighi della disciplina *unbundling*, con la predetta delibera 238/2024/R/com l'Autorità ha quindi considerato come non sussistenti i presupposti necessari per il riconoscimento tariffario dei costi legati alle procedure di *self-auditing*, rigettando di conseguenza l'istanza presentata dal service provider ILM.



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, come modificato dal DL 12 settembre 2014, n. 133¹, prevede che, entro il 30 giugno e il 31 dicembre di ogni anno, l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (di seguito: Autorità) presenti alle Camere 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 provvede stabilmente alla redazione di specifiche relazioni presentate alle Camere, con riferimento alla situazione registrata nei due semestri del 2024, ha predisposto rispettivamente le relazioni 30 luglio 2024, 348/2024/I/idr, e 4 febbraio 2025, 32/2025/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, che – unitamente ad altri elementi – contribuiscono 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*)².

L'attività di monitoraggio – svolta dall'Autorità mediante l'analisi dei dati e delle informazioni direttamente trasmesse dagli Enti di governo d'ambito, ovvero da altri soggetti territorialmente competenti secondo la legislazione regionale – ha confermato, in generale, il definitivo completamento dei percorsi di adesione degli enti locali ai relativi Enti di governo dell'ambito in tutte le aree territoriali del Paese.

Riguardo, inoltre, al profilo del rispetto delle prescrizioni attribuite alle regioni, nelle relazioni di monitoraggio semestrali si è osservato, in particolare, come il processo di razionalizzazione del numero degli ATO, attualmente pari a 62, non appaia più dotato della spinta degli anni passati. In particolare, si fa riferimento, oltre che all'ultra-decennale stallo della Regione Lazio, anche al nuovo assetto delineato dalla legislazione regionale della Lombardia, che prevede un'articolazione dell'organizzazione territoriale del Servizio idrico integrato di dimensioni

1 Convertito, con modificazioni, dalla L. 11 novembre 2014, n. 164.

2 Al fine di superare tali criticità, il legislatore ha varato alcune misure per il rafforzamento del processo di industrializzazione del settore e ridurre il 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 (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*, lett. 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.

anche inferiori al territorio provinciale, configurando profili di potenziale criticità con la disciplina di riordino della materia dei servizi pubblici locali (decreto legislativo 23 dicembre 2022, n. 201). Si rammentano, inoltre, le persistenti criticità in ordine alla conclusione del percorso avviato verso la piena operatività di taluni Enti di governo dell'ambito presenti nei territori di Campania, Calabria e Sicilia.

È stato evidenziato, inoltre, come la disciplina di riordino (decreto legislativo n. 201/2022) e i tentativi di rafforzamento delle leve di attivazione dei poteri sostitutivi (decreto legge n. 115/2022) non appaiano tali da avere generato le condizioni per il superamento delle annose criticità del settore in materia di affidamenti del servizio.

Dal complessivo panorama nazionale risultato nei monitoraggi semestrali effettuati nel corso del 2024, è emerso un quadro che può essere così sintetizzato, in ordine alle seguenti casistiche:

- mancato affidamento sia del Servizio idrico integrato, sia al gestore unico di ambito: al superamento di queste situazioni erano finalizzate anche alcune misure previste nell'ambito del PNRR, nonché l'ulteriore disciplina di rafforzamento della *governance* richiamata in precedenza, che solo parzialmente hanno trovato applicazione nei diversi contesti territoriali;
- individuazione di gestori salvaguardati del Servizio idrico integrato, ma non del gestore unico: non risultano pochi gli ATO in cui gli affidamenti originariamente attribuiti a soggetti che non integravano i criteri dell'unicità, ma possedevano quelli della capacità gestionale e realizzativa, nonché quello di promuovere i previsti miglioramenti di qualità del servizio, stanno giungendo a scadenza (o sono scaduti da poco); ferme restando le deroghe espressamente previste per legge, la perdurante inerzia nell'assegnazione della gestione del Servizio idrico integrato a un soggetto unico rischia di pregiudicare la capacità di questi territori di proseguire, ed eventualmente rafforzare, il *trend* di crescita degli investimenti e di miglioramento delle *performance*; le relazioni hanno dato atto, tuttavia, che almeno in taluni contesti i soggetti territorialmente competenti hanno avviato un percorso volto al superamento della frammentazione gestionale esistente secondo un cronoprogramma mirato al trasferimento a favore del nuovo gestore individuato per l'affidamento;
- individuazione di gestioni autonome e persistenza di quelle che, pur non avendone conseguito la qualificazione, proseguono di fatto nelle attività: si tratta di processi di qualificazione gestionali molto risalenti e relativi a singole amministrazioni locali, che hanno sempre ritenuto di avere le caratteristiche necessarie per non dovere confluire nel gestore integrato; tali processi dovrebbero avere trovato un loro perfezionamento a valle delle scadenze previste nel corso del 2022; è risultato, invece, che siano ancora in corso non poche verifiche istruttorie in ordine ai requisiti per la salvaguardia o che tali istruttorie, pur concluse, siano rimesse, a causa del contenzioso instaurato dai soggetti non riconosciuti quali salvaguardati, al sindacato del giudice amministrativo, che non si è, in taluni casi, ancora espresso al riguardo;
- affidamento del Servizio idrico integrato al gestore unico, a cui si accompagna un processo di consolidamento che coinvolge altri gestori che, transitoriamente, restano attivi sul territorio: l'affidamento al gestore unico può avvenire in situazioni in cui sia necessario un arco di tempo congruo per potere procedere all'accorpamento dei gestori preesistenti; alcuni degli affidamenti più recenti si caratterizzano per l'esigenza di prevedere un periodo di coesistenza tra nuovo gestore unico e gestori preesistenti; in tali circostanze, l'esigenza di monitoraggio appare dovuta al voler favorire il rispetto delle tempistiche necessarie affinché siano chiaramente attribuibili alla nuova struttura gestionale gli obblighi di rispetto della regolazione e di miglioramento delle *performance*; risulta necessario evidenziare che la presenza transitoria di altre gestioni può rispondere a meritevoli esigenze di mantenimento dei livelli prestazionali esistenti e di continuità dell'erogazione dei servizi all'utenza, a condizione che si tratti di un arco temporale minimo nel corso del quale vengano attivate tutte le misure necessarie;

- affidamento del Servizio idrico integrato al gestore unico, la cui scadenza è prevista a breve: i primi affidamenti al gestore unico del Servizio idrico integrato avvennero negli anni Novanta e altri, avvenuti in momenti successivi, non hanno previsto una durata pari a quella massima prevista dalla disciplina di settore (30 anni), ma hanno optato per durate inferiori; con le relazioni si è rilevato l'avvicinarsi delle scadenze di alcuni affidamenti considerati "a regime" e il rispetto delle tempistiche necessarie a garantire un tempestivo ed efficace avvicendamento tra gestori, quale fattore cruciale per permettere che il contesto considerato mantenga la necessaria capacità di realizzazione di programmi di investimento di lungo periodo.

Sulla base degli elementi informativi acquisiti nell'ambito della propria attività di monitoraggio, l'Autorità ha altresì evidenziato taluni profili di criticità del settore alle Camere, nell'ambito di alcune memorie presentate al Parlamento nel corso del 2024 e nei primi mesi del 2025, per le quali si rimanda allo specifico paragrafo del presente Capitolo.

Collaborazione con altre istituzioni

Gruppi di lavoro interistituzionali per il recepimento della normativa eurounitaria

Nel corso del 2024 sono proseguite le attività di collaborazione con i Ministeri preposti, al fine della completa attuazione della più recente normativa eurounitaria in materia ambientale, con particolare riferimento ai seguenti atti normativi:

- direttiva UE 2020/2184 del Parlamento europeo e del Consiglio del 16 dicembre 2020, concernente la qualità dell'acqua destinata al consumo umano, che rifonde la precedente direttiva 98/83/CE (c.d. direttiva Acque Potabili);
- regolamento UE 741/2020 del Parlamento europeo e del Consiglio, recante prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua reflua depurata;
- direttiva UE 2024/3019 del Parlamento europeo e del Consiglio del 27 novembre 2024, concernente il trattamento delle acque reflue urbane, che rifonde la precedente direttiva 91/271/CEE (c.d. direttiva Acque Reflue).

Trasposizione della nuova direttiva europea sulle acque potabili e seguiti applicativi

Nel corso del 2024 è proseguita l'attività di collaborazione con il Ministero della salute e l'Istituto Superiore di Sanità, finalizzata alla piena applicazione del decreto legislativo 23 febbraio 2023, n. 18, di attuazione della direttiva UE 2020/2184 del Parlamento europeo e del Consiglio³ concernente la qualità dell'acqua destinata al consumo umano, che rifonde la precedente direttiva 98/83/CE (c.d. direttiva Acque Potabili)⁴.

³ Pubblicata in data 16 dicembre 2020.

⁴ 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 della sicurezza energetica e l'Istituto Superiore di Sanità, volto alla predisposizione di contributi.

Nell'anno in considerazione, in particolare, sono proseguite le attività volte alla piena operatività di AnTea (Anagrafe territoriale dinamica delle acque potabili), la piattaforma digitale concepita per l'acquisizione, il controllo, la gestione e l'analisi dei dati sulle acque destinate al consumo umano in Italia, istituita con il citato DLgs n. 18/2023. In particolare, l'Autorità ha collaborato con le richiamate amministrazioni alla definizione dei requisiti di sistema e ha successivamente messo a disposizione la propria anagrafica, relativa a Enti di governo dell'ambito e gestori del servizio idrico integrato, per le finalità di raccolta dati e reportistica.

L'Autorità, infine, partecipa con un proprio rappresentante alla Commissione nazionale di sorveglianza sui Piani di sicurezza dell'acqua⁵, secondo quanto stabilito dall'art. 20 del DLgs n. 18/2023, e ha contribuito ai lavori per la redazione delle Linee guida nazionali per l'implementazione dei Piani di sicurezza dell'acqua (PSA).

Riutilizzo delle acque reflue depurate

Il regolamento (UE) 741/2020/ del Parlamento europeo e del Consiglio, recante prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua reflua depurata, è direttamente applicativo ed è in vigore dal 26 giugno 2023.

A livello nazionale, tuttavia, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica sta curando – quale capofila di un Gruppo di lavoro interistituzionale dedicato⁶ che coinvolge anche l'Autorità – i lavori volti alla predisposizione degli atti normativi collegati al citato regolamento, che hanno già portato all'adozione del decreto legge 14 aprile 2023, n. 39, recante "Disposizioni urgenti per il contrasto della scarsità idrica e per il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche"⁷.

Nel mese di ottobre 2024, in particolare, è stata svolta un'audizione pubblica⁸, con l'obiettivo, tra l'altro, di pubblicare un testo normativo che ricomprenda le diverse possibili finalità del riutilizzo – non limitandosi al solo riutilizzo irriguo – e che aggiorni, pertanto, le disposizioni di cui al DM 12 giugno 2003, n. 185, "Regolamento recante norme tecniche per il riutilizzo delle acque reflue in attuazione dell'articolo 26, comma 2, del decreto legislativo 11 maggio 1999, n. 152", attualmente in vigore. Alla data di pubblicazione di questa relazione, i lavori sono in corso di finalizzazione.

Revisione della direttiva europea in materia di acque reflue

Sono proseguite nel corso del 2024 le attività nell'ambito del Gruppo di lavoro istituito dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica⁹ per contribuire all'aggiornamento della direttiva 91/271/CEE sul trattamento delle acque reflue urbane, avviato dalla Commissione europea con la pubblicazione della propria proposta nel mese di ottobre 2022.

⁵ La Commissione svolge compiti di indirizzo e sorveglianza, e 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.

⁶ Ai lavori del tavolo 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.

⁷ In particolare, il DL n. 39/2023 all'art. 7 ha previsto specifiche disposizioni relative al riutilizzo a scopi irrigui in agricoltura delle acque reflue depurate ai sensi del regolamento (UE) 741/2020.

⁸ A cui hanno partecipato ulteriori *stakeholder*.

⁹ Al Gruppo di lavoro hanno partecipato anche: Ministero della salute, Conferenza delle regioni e province autonome e Autorità di bacino distrettuale.

In aggiunta alle attività già espletate nell'anno precedente¹⁰, nel corso dell'anno in parola, sono state svolte ulteriori audizioni pubbliche, nei mesi di maggio-giugno, per acquisire il parere degli stakeholder, e l'Autorità è stata coinvolta, in particolare, sugli aspetti tecnici ed economici legati alle novità normative in discussione, nonché sulle tempistiche di implementazione e sui rilevanti investimenti necessari a ottemperare alle novità in discussione.

Si rammenta che, rispetto alla proposta iniziale della Commissione europea, nell'ottobre 2023 il Consiglio europeo aveva approvato la propria posizione, che proponeva tempi di applicazione più dilatati e talune deroghe ulteriori rispetto al programma iniziale. Di contro, il testo approvato dal Parlamento europeo è risultato, sotto diversi aspetti, più stringente di quello della Commissione. Successivamente, sono dunque stati avviati i triloghi tra Commissione, Parlamento e Consiglio, volti all'approvazione di un testo finale congiunto.

Il 27 novembre 2024 è stata dunque approvata la direttiva UE 2024/3019, concernente il trattamento delle acque reflue urbane, che rifonde la precedente direttiva 91/271/CEE.

Collaborazione nell'ambito delle strutture volte al contrasto alla scarsità idrica a livello nazionale e regionale

Nel corso del 2024 è proseguita la collaborazione con il Commissario straordinario nazionale per l'adozione di interventi urgenti connessi al fenomeno della scarsità idrica, con contributi reciproci nell'ambito delle rispettive attività.

In particolare, l'Autorità ha risposto alle specifiche richieste informative del Commissario in merito allo stato di avanzamento degli interventi nei territori nei quali è stato attivato il Servizio idrico integrato, così come previsto dalla normativa vigente. A tal proposito, l'Autorità ha messo a disposizione le principali evidenze emerse dall'analisi dei dati e degli atti (in particolare, programma degli interventi e piano economico-finanziario) delle predisposizioni tariffarie trasmesse da ciascun Ente di governo dell'ambito per il periodo 2020-2023.

È stato, inoltre, condiviso un lavoro di valutazione del percorso di miglioramento intrapreso dai gestori in tema di riduzione delle perdite idriche, con lo svolgimento di una specifica analisi isoperimetro della serie storica dei dati del macro-indicatore M1 fino al 2021.

L'Autorità è stata infine coinvolta nella disamina degli interventi selezionati dal Commissario tra quelli ricevuti dalle Autorità di bacino distrettuali, con finalità di contrasto della scarsità idrica, sulla base di criteri di urgenza e di velocità di attuazione. In particolare, all'Autorità sono state richieste informazioni fattuali utili per fornire una valutazione sulla sostenibilità economico-finanziaria – tenendo conto anche delle particolari criticità presenti sul territorio e della pianificazione tecnico-economica già esistente – e sulla qualità tecnica (livelli minimi di servizio, indicatori e relativi obiettivi), nei casi in cui gli interventi fossero afferenti ai soggetti territorialmente competenti sottoposti al regime regolatorio dell'Autorità stessa.

¹⁰ Tra le quali si evidenzia, in particolare, la pubblicazione della memoria n. 106/2023//idr, con la quale l'Autorità ha fornito il proprio contributo nell'ambito dell'esame degli atti COM(2022) 540, recante "Quadro per l'azione comunitaria in materia di acque", e COM(2022) 541, recante "Trattamento delle acque reflue urbane", in relazione ai profili di conformità ai principi di sussidiarietà e di proporzionalità.

Con riferimento alla situazione di scarsità idrica che ha interessato la Regione Siciliana, in data 10 agosto 2024 è stata istituita, presso la Presidenza del Consiglio, la “Struttura tecnica per il coordinamento degli interventi sulla crisi idrica nella Regione Siciliana”, coordinata dal Capo Dipartimento della Protezione Civile, e costituita dal Commissario straordinario nazionale per la gestione della crisi idrica, dal Governatore della Regione Siciliana – in qualità di Commissario delegato per la realizzazione degli interventi urgenti finalizzati alla gestione della crisi idrica nella Regione –, e dall’Autorità per il supporto relativo agli interventi riferiti a soggetti da essa regolati in relazione ai dati afferenti al Servizio idrico integrato. La struttura è nata con lo scopo di *“definire gli interventi prioritari (da svolgersi anche in stralci o lotti funzionali sulla base della disponibilità delle risorse economiche), di monitorare lo stato di avanzamento degli interventi concernenti l’attuazione procedurale (determine, bandi, gare, contratti), il monitoraggio delle fasi di realizzazione (stato di avanzamento dei progetti), gli aspetti di ordine finanziario (trasferimenti effettuati alle contabilità speciali, da queste ai soggetti attuatori, impegni di spesa e spese sostenute)”*¹¹. Nelle riunioni che si sono tenute nel corso del 2024 l’Autorità ha condiviso con la Struttura gli elementi a propria disposizione con riferimento allo stato degli assetti organizzativi e degli affidamenti in Sicilia, allo stato della documentazione tariffaria pervenuta in Sicilia e al livello delle progettazioni in essere nella Regione oggetto di finanziamento a valere sulle risorse delle linee di investimento del *Next Generation EU*.

Sempre nel secondo semestre del 2024, nell’ambito della Cabina di regia per l’emergenza idrica in Sicilia¹², l’Autorità ha poi fornito un parere circa le “modalità e procedure di acquisizione di pozzi e di acquisto di acqua da terzi” e gli effetti in relazione alle modalità di contabilizzazione, nel sistema tariffario vigente, sia dei costi di investimento sia di quelli gestionali.

Tavolo tecnico per infrastrutture digitali ed energetiche

Nel luglio 2024, l’Autorità è stata coinvolta dal Dipartimento per la trasformazione digitale della Presidenza del Consiglio dei ministri nella partecipazione a un tavolo tecnico congiunto anche con l’Autorità per le garanzie nelle comunicazioni (AGCOM). La finalità di tale tavolo è quella di mettere a fattor comune le competenze ed esperienze di soggetti istituzionali con competenze specifiche per favorire l’infrastrutturazione digitale ed energetica all’interno degli edifici, in linea con gli orientamenti europei e nazionali.

Il tavolo ha approfondito le tematiche nel corso di diversi incontri congiunti, coinvolgendo anche numerosi altri attori, sia istituzionali sia di mercato. Le attività del tavolo sono tuttora in corso.

Supporto nell’ambito di rilevazioni e iniziative internazionali sul settore idrico

Nel 2024 è proseguita anche l’attività di supporto interistituzionale, nell’ambito di rilevazioni europee o internazionali aventi a oggetto il settore idrico.

¹¹ Si veda il comunicato di pari data reperibile nel sito della Protezione Civile, al link: <https://www.protezionecivile.gov.it/it/comunicato-stampa/al-struttura-di-coordinamento-nazionale-fare-fronte-alla-crisi-idrica-sicilia/>.

¹² Istituita con decreto del Presidente della Regione Siciliana del 10 aprile 2024, n. 524, “... per il coordinamento delle strategie e degli interventi urgenti e indifferibili utili per mitigare gli effetti della crisi idrica ...”.

L'Autorità è stata coinvolta nell'indagine denominata *"Subnational Business Ready"*, commissionata alla Banca Mondiale dalla Direzione generale della Politica regionale e urbana (DG REGIO) della Commissione europea, al fine di valutare il costo della burocrazia e dei servizi sul settore imprenditoriale. Lo studio si è concentrato su alcune aree rilevanti per le imprese tra cui, per quanto di interesse per l'Autorità, i servizi di connessione alla rete di distribuzione elettrica e gli allacciamenti alla rete idrica. Per quanto riguarda il settore idrico, ai funzionari di Banca Mondiale sono stati forniti i dettagli della nostra regolazione della qualità – tecnica e contrattuale – evidenziando, in particolare, i tempi massimi previsti per lo svolgimento delle attività di allacciamento. È stata, inoltre, fornita la lista dei gestori idrici competenti per le 13 città campione, unitamente ai relativi riferimenti organizzativi.

Su richiesta dell'Istituto Superiore di Sanità (che, insieme al Ministero della salute, mantiene il ruolo di *focal point*), inoltre, l'Autorità è stata nuovamente chiamata a partecipare al Gruppo di lavoro finalizzato all'aggiornamento dell'indagine *"Water Global Analysis and Assessment of Sanitation and Drinking-Water (GLAAS) 2024-25"* dell'Organizzazione Mondiale della Sanità. L'attività è consistita nella partecipazione alle riunioni di coordinamento e nella redazione di alcune parti specifiche del questionario inviato dall'OMS. La pubblicazione del rapporto finale GLAAS aggiornato è prevista per il terzo trimestre del 2025.

Redazione di memorie al Parlamento

Memoria in merito al disegno di legge di tutela ambientale

Con la memoria 8 novembre 2024, 465/2024/II/com, l'Autorità ha inteso fornire un contributo al dibattito sulla *"conversione in legge del decreto legge 17 ottobre 2024, n. 153, recante disposizioni urgenti per la tutela ambientale del Paese, la razionalizzazione dei procedimenti di valutazione e autorizzazione ambientale, la promozione dell'economia circolare, l'attuazione di interventi in materia di bonifiche di siti contaminati e dissesto idrogeologico"* (AS 1272). Il decreto legge, per quanto di rilievo per il settore idrico, prevedeva, nell'ambito delle misure urgenti per un'"impellente gestione proattiva dei riverberi dei fenomeni siccitosi caratterizzanti il periodo estivo", all'art. 3, comma 1, lett. e), una modifica all'art. 141, comma 2, del decreto legislativo n. 152/2006, volta a introdurre il "riuso delle acque reflue" tra i servizi che costituiscono il Servizio idrico integrato. Con riferimento a tale profilo, l'Autorità, pur condividendo la finalità di promuovere il riuso delle acque reflue trattate, ha auspicato anche l'attuazione del regolamento UE 741/2020, recante *"Prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua"*, caratterizzato da disposizioni stabili e trasparenti per l'allocatione dei costi di gestione degli impianti destinati ad ampliare la disponibilità di risorse idriche, in un arco di tempo congruo, secondo i principi generali del *"full cost recovery"* e del *"chi inquina paga"*, nonché incentivando gli utenti a utilizzare le risorse idriche in modo efficiente.

Non rilevando, inoltre, nel decreto legge in discussione, misure che possano rafforzare gli assetti locali del settore idrico, l'Autorità, sulla scorta degli elementi acquisiti nell'ambito della propria attività di monitoraggio semestrale, ha ritenuto utile segnalare che diversi assetti locali evidenziano un'attitudine al tema dell'affidamento al gestore unico di ambito del Servizio idrico integrato che rappresenta motivo di apprensione a fronte del raggiungimento degli obiettivi assegnati al settore nel suo complesso (attitudine che appare sia nei contesti in cui preesistevano gestori industriali salvaguardati, sia in quelli di avvicinamento alla scadenza del primo gestore unico). Il rischio principale sotteso a questo fenomeno consiste nella possibilità, crescente, che anche contesti che in passato hanno rappresentato situazioni di traino dei progressi compiuti dal comparto idrico si ritrovino,

nei prossimi anni, in condizioni di precarietà degli assetti istituzionali locali, con le conseguenze che si possono agilmente prevedere in termini di contrazione della capacità di spesa per investimenti e di promozione dei necessari miglioramenti di qualità.

Memoria in merito al disegno di legge su emergenza idrica e attuazione del PNRR

Con la memoria 21 gennaio 2025, 7/2025/I/com, l'Autorità ha inteso fornire un contributo nell'ambito dell'esame del disegno di legge *"Conversione in legge del decreto legge 31 dicembre 2024, n. 208, recante misure organizzative urgenti per fronteggiare situazioni di particolare emergenza, nonché per l'attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza"* (AC 2184), che prevede misure emergenziali per il contrasto alla crisi idrica che sta interessando il territorio della Regione Siciliana, in particolare tramite la realizzazione di impianti di dissalazione, anche mobili, nei Comuni di Porto Empedocle, Trapani e Gela, ad opera del Commissario straordinario nazionale per l'adozione di interventi urgenti connessi al fenomeno della scarsità idrica, avvalendosi del soggetto concessionario della gestione delle infrastrutture idriche di sovrambito in Sicilia. In merito a tali misure, l'Autorità, nel condividere la finalità di promuovere, seppure in un'ottica emergenziale, il ricorso a impianti di dissalazione – atteso l'impatto positivo in termini di incremento della disponibilità idrica che ne conseguirebbe – e fermo restando l'apprezzamento per il coinvolgimento, nelle attività di realizzazione degli impianti di dissalazione, del soggetto concessionario già operante nel territorio regionale, ha segnalato che, nello sviluppo delle richiamate attività e di quelle successive di gestione degli impianti, si tengano nella dovuta considerazione la configurazione della filiera di approvvigionamento e il livello di infrastrutturazione dei singoli ambiti che dovranno beneficiare della disponibilità idrica proveniente dai dissalatori, nonché la peculiare situazione della *governance* nel contesto regionale di riferimento. La ricomposizione della filiera di approvvigionamento risulta altresì necessaria a garantire un più efficace impiego delle risorse pubbliche attualmente stanziare e di quelle ulteriori destinate alla risoluzione dell'emergenza in corso.

Regole e controlli per le predisposizioni tariffarie del quarto periodo regolatorio

Contenuti minimi delle proposte tariffarie

Con la delibera 28 dicembre 2023, 639/2023/R/idr (recante *"Approvazione del Metodo Tariffario Idrico per il quarto periodo regolatorio (MTI-4)"*), l'Autorità ha disciplinato le regole e le procedure per le predisposizioni tariffarie del Servizio idrico integrato relative al periodo 2024-2029, anche tenendo conto dell'aggiornamento della regolazione della qualità tecnica del Servizio idrico integrato (adottato con la delibera 28 dicembre 2023, 637/2023/R/idr), in particolare allo scopo di favorire un'efficace strategia di potenziamento della sicurezza degli approvvigionamenti idrici e, allo stesso tempo, promuovere una maggiore cooperazione nei diversi livelli di pianificazione che interessano il comparto idrico.

Nella citata delibera 639/2023/R/idr, l'Autorità ha esplicitato l'insieme degli atti di cui si compone lo "specifico schema regolatorio", richiedendo, in particolare, agli Enti di governo dell'ambito, ovvero agli altri soggetti competenti individuati con legge regionale – responsabili della predisposizione della tariffa (chiamati a validare le informazioni fornite dai gestori e a integrarle o a modificarle secondo criteri funzionali al riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio) –, 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 (alla luce della rinnovata regolazione della qualità tecnica), nonché la puntuale indicazione degli interventi per il periodo 2024-2029 (distinguendo le opere strategiche, dettagliate nel POS, dagli altri interventi), anche esplicitando le informazioni necessarie a ricomporre le opere asservite a territori più ampi del singolo ATO;
- il piano economico-finanziario (PEF), che esplicita il vincolo ai ricavi del gestore e il moltiplicatore tariffario $teta$ (ϑ) che ogni gestore dovrà applicare in ciascun ambito, per le singole annualità del periodo 2024-2029;
- la convenzione di gestione, contenente le modifiche necessarie a recepire la nuova disciplina introdotta con la delibera 639/2023/R/idr.

Il provvedimento da ultimo citato ha, poi, fissato al 30 aprile 2024 il termine entro cui gli Enti di governo dell'ambito, o gli altri soggetti competenti, erano tenuti a trasmettere all'Autorità gli atti e i dati di seguito indicati:

- il programma degli interventi, con specifica evidenza del piano delle opere strategiche;
- il piano economico-finanziario, che rileva limitatamente al piano tariffario, al conto economico, al rendiconto finanziario e allo stato patrimoniale;
- la convenzione di gestione;
- una relazione di accompagnamento che ripercorra la metodologia applicata;
- l'atto o gli atti deliberativi di predisposizione tariffaria ovvero di approvazione del piano economico-finanziario;
- l'aggiornamento dei dati necessari richiesti.

Al fine di fornire alcuni strumenti di supporto all'adempimento delle previsioni di cui alla delibera 639/2023/R/idr, con il comunicato del 19 febbraio 2024 l'Autorità ha reso disponibile (per talune delle gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria delle proposte di aggiornamento biennale 2022-2023) un sistema online di download della modulistica precompilata in alcune sezioni dei dati storici (di natura tecnica, tariffaria e contrattuale), e, successivamente, con il comunicato 1° marzo 2024, è stata pubblicata una versione *preview* della modulistica per la ricognizione delle informazioni necessarie alle predisposizioni tariffarie per il quarto periodo regolatorio 2024-2029. Nell'ambito della citata fase di *test* degli schemi di raccolta dei dati tecnici e tariffari, sono stati rappresentati dagli *stakeholder* elementi utili alla finalizzazione dei medesimi.

Successivamente, con la determina 26 marzo 2024, 1/2024 – DTAC, 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, dunque, messo a disposizione degli Enti di governo dell'ambito e dei gestori alcuni modelli tipizzati, finalizzati:

- alla raccolta dei valori assunti dai macro-indicatori di qualità tecnica per l'anno 2023 e alla conseguente indicazione degli obiettivi di qualità tecnica che ciascun gestore è tenuto a conseguire per il biennio 2024-

2025, secondo quanto previsto dalla regolazione della qualità tecnica, RQT¹³, come aggiornata dalla delibera 637/2023/R/idr;

- a fornire la sintesi dei valori assunti dai macro-indicatori di qualità contrattuale per l'anno 2023 e alla conseguente indicazione degli obiettivi di qualità contrattuale che ciascun gestore è tenuto a conseguire per il biennio 2024-2025, sulla base di quanto previsto dalla regolazione della qualità contrattuale, RQSII¹⁴, come aggiornata, in particolare, dalla citata delibera 637/2023/R/idr;
- alla raccolta dei dati tariffari, ai sensi di quanto previsto dal comma 5.3, lett. d), punto VI, della delibera 639/2023/R/idr;
- all'elaborazione del programma degli interventi, come definito al comma 4.2, lett. a), della delibera 639/2023/R/idr, tenuto peraltro conto di una rinnovata schematizzazione delle criticità (riconducibili ai vari indicatori di qualità tecnica e contrattuale) rinvenibili nei pertinenti territori, nonché del piano delle opere strategiche, redatto secondo quanto previsto all'art. 3 della medesima delibera;
- alla simulazione del calcolo delle componenti tariffarie riconosciute nel VRG relativo alle annualità 2024, 2025, 2026, 2027, 2028 e 2029;
- all'elaborazione del piano economico-finanziario, come definito al comma 4.2, lett. b), della delibera 639/2023/R/idr, anche fornendo indicazioni metodologiche per lo sviluppo del documento di programmazione in parola fino a fine affidamento;
- alla raccolta della struttura dei corrispettivi applicata all'utenza finale, in particolare, nel 2023 (alle utenze domestiche e non domestiche), con un focus sulle utenze raggruppate teso a monitorare la prima applicazione delle disposizioni introdotte dal Titolo 6 del TIMSII (come integrato dalla delibera 21 dicembre 2021, 609/2021/R/idr) per accrescere la consapevolezza dei consumi per gli utenti indiretti sottesi alle utenze raggruppate e favorire un avanzamento nella puntuale applicazione del criterio di articolazione tariffaria *pro capite* anche in presenza di utenze condominiali;
- alla redazione delle relazioni di accompagnamento, in cui illustrare la metodologia applicata per la predisposizione degli atti di pianificazione, richiedendo di esplicitare in particolare gli elementi di coerenza con gli obiettivi di qualità tecnica e contrattuale che ciascun gestore è tenuto a conseguire, 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 2024, 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 intrapreso per il perfezionamento della proposta tariffaria. Per tale motivo, l'Autorità – ritenendo che il tempestivo recepimento della metodologia tariffaria di cui alla delibera 639/2023/R/idr rappresenti un passaggio fondamentale per salvaguardare l'equilibrio economico-finanziario delle gestioni (anche a fronte degli eccezionali accadimenti intervenuti, come la spinta inflazionistica, in parte legata anche all'incremento dei costi dell'energia) e per favorire l'implementazione di un'efficace strategia di potenziamento della sicurezza degli approvvigionamenti idrici – con la delibera 10 settembre 2024, 358/2024/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 dell'MTI-4, nonché per l'acquisizione di ulteriori elementi conoscitivi relativi ai casi di esclusione dall'aggiornamento tariffario. Ciò anche in considerazione della circostanza per la quale l'adem-

¹³ Allegato A alla delibera 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr.

¹⁴ Allegato A alla delibera 23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr.

pimento agli obblighi fissati dalla regolazione rileva anche ai fini dell'applicazione del meccanismo incentivante previsto dalla regolazione della qualità contrattuale (RQSII) e tecnica (RQTI), nonché delle valutazioni in ordine all'ammissibilità a beneficiare di eventuali fondi pubblici, alla luce dell'impostazione stabilmente adottata da talune amministrazioni responsabili dell'assegnazione delle risorse in parola.

Negli ultimi mesi del 2024, e nei primi mesi del 2025, l'Autorità ha dunque provveduto a inviare le 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 alle predisposizioni tariffarie per il periodo 2024-2029.

Verifica degli specifici schemi regolatori

A partire dal mese di luglio del 2024 l'Autorità ha condotto la propria attività istruttoria per l'approvazione delle predisposizioni tariffarie per il quarto periodo regolatorio 2024-2029 (adottando venti delibere di determinazione tariffaria ai sensi dell'MTI-4), concludendo, in taluni casi, anche le verifiche sulle proposte tariffarie riferite a contesti caratterizzati da talune complessità riferite a periodi regolatori pregressi. Le citate attività istruttorie sono in corso di prosecuzione anche nei primi mesi del 2025.

Nel loro insieme, le determinazioni tariffarie riferite al periodo 2024-2029 deliberate dall'Autorità (fino all' 11 marzo 2025) riguardano 23 gestioni, interessando 16.344.784 abitanti. Si tratta in particolare di operatori per i quali è stato approvato il relativo schema regolatorio proposto dai soggetti competenti (composto, come sopra anticipato, da programma degli interventi – che include il piano delle opere strategiche elaborato fino al 2034 –, piano economico-finanziario 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 puntualmente individuati in un cronoprogramma per il periodo 2024-2029 e il moltiplicatore tariffario teta (θ), come risultante dalle regole per il riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio.

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 quarto periodo regolatorio, come previste all'art. 9 dalla delibera 639/2023/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 Cassa per i servizi energetici e ambientali (di seguito: CSEA) delle componenti perequative);
- alla sussistenza dei prerequisiti di qualità tecnica di cui al Titolo 6 della 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 2024 e 2025, dandone, per ciascun gestore, specifica evidenza nella pertinente delibera di approvazione tariffaria, unitamente ai principali interventi infrastrutturali programmati per il raggiungimento dei *target* stabiliti dalla regolazione (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*);

- alle valutazioni compiute relativamente all'indicatore *"RIU – Quota dei volumi depurati destinabili al riutilizzo ma non destinati a tale finalità"* e all'indicatore *"ENE – Quantità di energia elettrica acquistata"*, come definiti ai commi 37.3 e 37.6 dell'MTI-4, nonché ai corrispondenti obiettivi previsti per il 2025, da valutarsi ai fini dell'applicazione dei fattori premiali di cui ai commi 37.5 e 37.7 dell'MTI-4 (tesi a incentivare il riutilizzo delle acque reflue depurate e la riduzione delle quantità di energia elettrica acquistata).

Inoltre, nelle delibere di approvazione tariffaria adottate dall'Autorità sono stati rappresentati gli esiti degli approfondimenti condotti relativamente 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 esplicitando l'eventuale presenza:

- di scostamenti tra la spesa effettiva per investimenti e il fabbisogno pianificato, valutando l'entità e le motivazioni dei ritardi, anche verificando la corretta collocazione nell'ambito della matrice di schemi regolatori *pro tempore* vigenti;
- di costi operativi connessi a specifiche finalità, $Opex_{tel}^a$, di cui all'art. 19 dell'MTI-4 nonché di eventuali recuperi (nei termini e nei limiti consentiti dalla regolazione), per talune delle voci ricomprese in detta componente, dello scostamento tra la quantificazione ritenuta ammissibile nell'annualità 2023 e gli oneri effettivamente sostenuti dal gestore nella medesima annualità, come risultanti da apposita rendicontazione. In particolare, sono stati approfonditi i presupposti alla base della valorizzazione delle seguenti componenti di natura previsionale:
- $Op^{new,a}$, per la presenza di nuovi processi tecnici gestiti, evidenziando se la medesima sia riconducibile, tra l'altro, alla nuova attività di gestione delle acque meteoriche o al potenziamento della medesima, oppure ad attività aggiuntive richieste dall'entrata in vigore di nuove normative, o ancora a oneri connessi a finalità diverse rispetto a quelle a cui sono destinate le altre componenti ricomprese negli $Opex_{tel}^a$;
- $Opex_{QT}^a$, relativamente ad aspetti riconducibili all'adeguamento agli standard di qualità tecnica di cui all'RQTI, precisando la tipologia di oneri ricompresi nella voce in parola, ovvero: i) gli oneri valorizzati (sulla base dei costi consuntivati all'uso rappresentati) nei limiti delle pertinenti componenti di costo eventualmente individuate ai fini della determinazione tariffaria 2023, ovvero, se inferiori, i costi quantificati nei limiti degli oneri effettivamente rendicontati con riferimento alla medesima annualità; ii) gli oneri connessi ai nuovi obiettivi di qualità tecnica di cui alla delibera 637/2023/R/idr, indicando le specifiche attività a cui i medesimi sono associati; iii) a fronte dell'attribuzione di penalità relative agli stadi I e II della *"Tavola 9 – Stadi di valutazione delle performance di qualità tecnica in ciascun anno di valutazione"* dell'RQTI, gli oneri aggiuntivi attribuiti ai pertinenti macro-indicatori ai fini del relativo miglioramento;
- $Opex_{QC}^a$, connessa all'adeguamento agli standard e agli obiettivi di qualità contrattuale del servizio (RQSII), esplicitando la tipologia di oneri ricompresi nella componente in parola, ovvero: i) gli oneri valorizzati nei limiti delle pertinenti componenti di costo eventualmente individuate ai fini della determinazione tariffaria 2023, ovvero, se inferiori (sulla base dei costi consuntivati all'uso rappresentati), i costi quantificati nei limiti dei rispettivi oneri effettivamente rendicontati con riferimento alla medesima annualità; ii) a fronte dell'attribuzione di penalità relative agli stadi I e II della *"Tavola 3 – Stadi di valutazione delle performance di qualità contrattuale in ciascun anno di valutazione"* dell'RQSII, gli oneri aggiuntivi attribuiti ai macro-indicatori interessati ai fini del relativo miglioramento;
- Op_{social}^a , dettagliando: i) la quota parte a copertura degli oneri connessi all'eventuale mantenimento di agevolazioni migliorative – ovvero all'introduzione di condizioni di maggior favore – rispetto a quelle minime previste

dalla regolazione nazionale (c.d. bonus idrico integrativo); ii) la quota parte riconducibile alla disciplina in tema di morosità recata dal REMSI¹⁵;

- OP_{mis}^a , prevista per l'implementazione delle misure tese ad accelerare l'adeguamento alle 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, ovvero per la copertura di costi o per l'erogazione di incentivi all'utenza per interventi di individualizzazione della fornitura. Le valutazioni all'uopo condotte dall'Autorità hanno riguardato anche il piano di attività programmate per il superamento degli impedimenti tecnici riscontrati nella procedura di limitazione, ovvero di disalimentazione selettiva nelle utenze condominiali, anche al fine di agevolarne la verifica *ex post*;
- del ricorso alle misure per la sostenibilità finanziaria delle gestioni, anche al fine di mitigare 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;
- del ricorso alla possibilità di ricomprendere nella componente a copertura dei costi di energia elettrica la valorizzazione economica dell'energia elettrica autoprodotta e consumata dal gestore, avendo verificato che i costi di produzione associati (sia costi operativi che costi di capitale) non trovino copertura in altre componenti tariffarie;
- di oneri esplicitati come costi ambientali e della risorsa, approfondendo in particolare, ove rinvenibili, gli oneri ricondotti ai costi della risorsa riferibili al potenziamento e alla messa in sicurezza degli invasi e degli impianti di potabilizzazione, alla costruzione di sistemi di monitoraggio quali-quantitativo della risorsa, nonché a opere idrauliche per il mantenimento antierosivo del suolo al fine di contrastare l'interramento degli invasi;
- 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 precedenti annualità.

Ulteriori misure a sostegno del finanziamento delle infrastrutture idriche

Stato di attuazione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza

Nel corso del 2024 sono proseguite le attività di monitoraggio e rendicontazione finalizzate alla verifica del raggiungimento delle milestone attribuite a ciascuna linea di intervento e all'erogazione delle rate di finanziamento nell'ambito delle linee di investimento del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (di seguito anche PNRR), relative al potenziamento delle infrastrutture del Servizio idrico integrato. Si fa riferimento alle seguenti linee di investimento della 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"*¹⁶:

¹⁵ Con riferimento ai costi per l'intervento 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.

¹⁶ L'assegnazione delle risorse per le richiamate linee, alle quali l'Autorità aveva fornito il proprio contributo sia in fase di implementazione sia in fase di selezione dei progetti, è stata completata nel corso del 2023. Per ulteriori approfondimenti sul contributo dell'Autorità allo sviluppo del PNRR, si rimanda alle precedenti *Relazioni Annuali*.

- 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;
- 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”, iniziativa che ha messo a disposizione complessivamente 482 milioni di euro, finanziati dal Pacchetto di assistenza alla ripresa per la coesione e i territori di Europa (REACT-EU).

Per quanto riguarda le linee di finanziamento sopra richiamate, rilevano in particolare gli sviluppi intercorsi nel primo semestre del 2024 con riferimento all’ampliamento delle risorse stanziati dalla linea I4.2, “Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell’acqua, compresa la digitalizzazione”.

In data 24 novembre 2023 la Commissione europea ha approvato la proposta di revisione del PNRR formulata dallo Stato italiano ex art. 21 del regolamento (UE) 241/2021. Per effetto di tale revisione è stato disposto uno *scale up* delle risorse destinate alla richiamata linea I4.2, pari a 1,024 miliardi di euro, adeguando conseguentemente, nell’ambito della proposta di aggiornamento del Piano, i *target* di raggiungimento degli obiettivi intermedi e finali in termini di km di rete distrettualizzata (identificati dai codici M2C4-31 e M2C4-32), portandoli rispettivamente a 14.000 km entro il 31 dicembre 2024 e a 45.000 km entro il 31 marzo 2026¹⁷. Nei primi mesi del 2024 sono state pertanto avviate dal MIT le attività per lo scorrimento della graduatoria, che hanno avuto ad oggetto la verifica, con i soggetti proponenti precedentemente non ammessi per carenza di fondi, dell’attuale necessità di finanziamento a valere sulle risorse del PNRR, dell’aggiornamento del cronoprogramma procedurale, nonché dell’impegno di aggiudicare tutti gli appalti per la realizzazione dell’intervento entro il 30 aprile 2024, rispettando i *target* e le condizionalità della misura in oggetto¹⁸. In questa fase l’Autorità ha fornito il proprio contributo verificando il rispetto dei requisiti specifici e delle condizionalità inerenti al Servizio idrico integrato da parte dei soggetti proponenti ammissibili. In esito alle valutazioni sopra illustrate, e a valle del decreto del Ministero dell’economia e delle finanze – RGS 8 aprile 2024, n. 154, con il quale sono state rese disponibili le risorse da destinare alle proposte, il MIT, con il decreto della Direzione generale per le dighe e le infrastrutture idriche dell’11 ottobre 2024, n. 617, ha approvato la graduatoria definitiva relativa alla terza finestra temporale della linea di investimento in parola.

¹⁷ I *target* fissati nella richiamata linea M2C4 – I4.2 prevedevano inizialmente il raggiungimento di 9.000 km di rete idrica distrettualizzata entro il 31 dicembre 2024 e di 25.000 km entro il 31 marzo 2026.

¹⁸ I requisiti soggettivi della misura M2C4 – I4.2 avevano ad oggetto:

- la titolarità del soggetto attuatore dell’intervento a gestire il Servizio idrico integrato, ai sensi del DLgs n. 152/2006 e ss.mm.ii. (o in base a un affidamento assentito in conformità alla normativa *pro tempore* vigente e non dichiarato cessato *ex lege*);
- l’ottemperanza ai previsti obblighi di adozione, 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.

Primo stralcio del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico, sezione "acquedotti"

Con riferimento al primo stralcio del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico, sezione "acquedotti", adottato con il DPCM 1° agosto 2019, ai sensi dell'art. 1, comma 516, della legge 27 dicembre 2017, n. 205 – come successivamente modificato e integrato dall'art. 1, comma 143, della legge 30 dicembre 2018, n. 145, e, da ultimo, con decreto legge 10 settembre 2021, n. 121, come convertito nella legge 9 novembre 2021, n. 156 –, nel corso del 2024 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 Piano.

Sono proseguite inoltre le verifiche inerenti al rispetto del vincolo di spesa, individuato al punto 1, comma 1, art. 8 della delibera 23 ottobre 2019, 425/2019/R/idr¹⁹, che prevede che almeno l'80% della spesa totale del progetto finanziato sia utilizzato entro due anni dall'erogazione della prima quota di finanziamento, in esito alla scadenza delle ultime due procedure di intimazione vigenti, che hanno interessato il secondo semestre del 2023 e i primi mesi del 2024, vale a dire:

- la delibera 6 settembre 2022, 417/2022/R/idr, avente a oggetto gli interventi nn. 16 e 17 e quale ente di riferimento il Commissario straordinario per la sicurezza del sistema idrico del Gran Sasso, con scadenza per l'adempimento fissata al 7 agosto 2023;
- la delibera 13 settembre 2022, 428/2022/R/idr, avente a oggetto l'intervento n. 11 e quale ente di riferimento l'Autorità unica per i servizi idrici e i rifiuti della Regione Friuli-Venezia Giulia (AUSIR), con scadenza per l'adempimento fissata in pari data.

Per quanto riguarda l'intervento n. 11, l'ente di riferimento ha trasmesso nei termini all'Autorità e a CSEA la documentazione avente a oggetto lo stato di avanzamento dell'intervento in parola, confermando il raggiungimento della soglia di spesa minima dell'80%, in adempimento all'obbligo di cui alla citata delibera 428/2022/R/idr. Con riferimento invece agli interventi nn. 16 e 17, il Commissario straordinario per la sicurezza del sistema idrico del Gran Sasso, non avendo potuto attestare il raggiungimento della medesima soglia nei termini fissati dalla richiamata delibera 417/2022/R/idr, ha presentato una richiesta di proroga del vincolo di spesa all'Autorità, a CSEA e al Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, con rimodulazione del cronoprogramma ad agosto 2024. Su detta proroga l'Autorità aveva poi ricevuto da parte del Ministero in parola il nulla osta. Preso atto del nulla osta e del fatto che i ritardi rendicontati dal soggetto realizzatore in sede di monitoraggio degli interventi non fossero ascrivibili alla sfera di responsabilità del soggetto realizzatore, bensì alla complessità delle opere da realizzare e all'interdipendenza delle strutture organizzative ad esse dedicate, l'Autorità, con la delibera 26 marzo 2024, 105/2024/R/idr, aveva pertanto assegnato al Commissario straordinario per la sicurezza del sistema idrico del Gran Sasso un nuovo termine per adempiere all'obbligo, di cui al comma 8.1, punto 1), della delibera 23 ottobre 2019, 425/2019/R/idr, individuando a tal fine la data del 28 febbraio 2025, con l'obbligo di inviare prova documentale entro il medesimo termine all'Autorità e a CSEA, e prevedendo le medesime conseguenze disposte con la precedente delibera 417/2022/R/idr in caso di mancata ottemperanza²⁰.

¹⁹ Per le precedenti procedure di intimazione disposte dall'Autorità con le delibere 28 dicembre 2021, 633/2021/R/idr, e 8 marzo 2022, 95/2022/R/idr, e per gli esiti delle relative verifiche, si rimanda al Volume 2 delle *Relazioni Annuali* 2021, 2022 e 2023.

²⁰ Nella citata delibera l'Autorità aveva previsto che la mancata ottemperanza costituisse presupposto per disporre, ai sensi della richiamata disposizione, la revoca del finanziamento assentito con DPCM 1° agosto 2019, la contestuale restituzione delle somme finora ricevute, nonché l'attivazione del meccanismo per i casi di inerzia e inadempimento ai sensi dell'art. 1, comma 525, della legge n. 205/2017.

Al termine del quinto anno di attuazione del primo stralcio di Piano nazionale, in esito alla verifica degli adempimenti in capo all'ente di riferimento e al soggetto beneficiario – avvalendosi di CSEA per i profili di propria competenza –, l'Autorità, ai sensi del rinnovato comma 4.1, lett. b), della delibera 425/2019/R/idr, ha provveduto ad autorizzare ulteriori quote di finanziamento per tre progetti inclusi nell'Allegato 1 al DPCM 1° agosto 2019, per un importo complessivo di 5.091.458,09 euro, pari al 7,6% del finanziamento totale stanziato nel biennio 2019-2020²¹. I provvedimenti di interesse, per quanto riguarda le autorizzazioni in parola, sono:

- le delibere 18 giugno 2024, 243/2024/R/idr, e 4 febbraio 2025, 30/2025/R/idr, con riferimento agli interventi nn. 19 e 20, proposti dall'ente idrico campano e aventi a oggetto, rispettivamente, *"Interventi di messa in sicurezza degli adduttori costituenti l'Acquedotto del Serino – 1° stralcio"* e *"Rifacimento rivestimento interno vasche serbatoi cittadini – 1° stralcio"*, per un importo complessivo di 4.720.000 euro;
- la delibera 4 febbraio 2025, 31/2025/R/idr, con riferimento all'intervento n. 22, proposto dal Dipartimento acqua e rifiuti della Regione Sicilia e avente a oggetto *"Centrale di sollevamento delle acque trattate dal polo di potabilizzazione di Gela (MS 591)"*, per un importo di 371.458,09 euro.

Per effetto dei richiamati provvedimenti, l'importo complessivo delle risorse di cui è stata autorizzata l'erogazione da dicembre 2019 a febbraio 2025 ammonta a 56.033.666,16 euro, pari all'84,29% del finanziamento totale stanziato, come aggiornato.

Infine, in data 6 febbraio 2025, l'Autorità ha trasmesso al Ministero delle infrastrutture e dei trasporti la consueta Relazione avente a oggetto lo stato di avanzamento e realizzazione dei progetti finanziati, sul livello di utilizzo delle risorse del Piano, ai sensi dell'art. 3, comma 2, del DPCM 1° agosto 2019, e dell'art. 5, comma 5, della delibera 425/2019/R/idr.

Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico

Con il decreto interministeriale 25 ottobre 2022, n. 350 (registrato alla Corte dei conti il 29 novembre 2022), il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, di concerto con il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, il Ministero dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, il Ministero della cultura, il Ministero dell'economia e delle finanze, ha definito le modalità e i criteri per la redazione e l'aggiornamento del "Piano per gli interventi nelle infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell'approvvigionamento idrico" (PNIISII), attuando quanto previsto dall'art. 1, comma 516-*bis*²², della legge n. 205/2017, come modificata dalla legge n. 156/2021, nell'ambito della riforma PNRR M2C4 – R4.1, avente a oggetto *"Semplificazione normativa e rafforzamento della governance per la realizzazione di investimenti nelle infrastrutture di approvvigionamento idrico"*. Il Piano, sul cui schema di decreto l'Autorità aveva fornito il proprio parere con l'atto 21 giugno 2022, 273/2022/I/idr, è finalizzato

²¹ L'incidenza è stata calcolata considerando un quadro di risorse stanziate rimodulato (pari a 66.800.000 euro, a dispetto degli 80.000.000 euro originari), che non include nel totale gli importi dei due progetti che erano stati oggetto di revoca nella Provincia di Catania (con le delibere dell'Autorità del 4 maggio 2023, 191/2023/R/idr e 192/2023/R/idr, nonché quello dell'intervento n. 10 (localizzato in Provincia di Venezia), le cui risorse erano confluite in uno degli elenchi della linea M2C4 – I4.1 del PNRR.

²² L'articolo in oggetto 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 (...)"*.

alla programmazione di interventi nel settore dell'approvvigionamento idrico primario, anche ad uso plurimo, compresa la realizzazione di nuovi serbatoi per l'accumulo e la regolazione di risorsa idrica, nonché di interventi relativi alle reti idriche di distribuzione, con priorità per gli interventi volti *"alla prevenzione del fenomeno della siccità, nonché alla mitigazione dei possibili e conseguenti danni, 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"*, e prevede un'attuazione per stralci, in esito a una fase di analisi delle proposte, trasmesse dalle amministrazioni interessate (Autorità di bacino distrettuali, Enti di governo dell'ambito e altri enti territoriali coinvolti) con cadenza annuale, e svolta dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, secondo una metodologia di valutazione (descritta nell'Allegato 2 al citato decreto), 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. A tale scopo, con il decreto della Direzione generale per le dighe e le infrastrutture idriche n. 705 del 15 novembre 2023 era stato nominato uno specifico Gruppo di valutazione composto anche da rappresentanti dell'Autorità.

Nel primo semestre del 2024 si è conclusa la fase di valutazione delle proposte inerenti al primo anno di applicazione del PNIISSI²³, durante la quale l'Autorità, nell'ambito del Gruppo di valutazione sopra citato, oltre ad aver partecipato all'analisi delle proposte, ha verificato la sussistenza di alcuni dei requisiti soggettivi dei soggetti realizzatori (qualora si tratti di gestori del Servizio idrico integrato), ai fini dell'ammissibilità alle successive fasi di valutazione (indicati all'art. 2, comma 6, del decreto interministeriale in parola), tra i quali si segnalano:

- la conformità del titolo del soggetto gestore a svolgere il servizio nel rispetto della normativa vigente;
- 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).

Con il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 17 ottobre 2024 – registrato alla Corte dei conti l'11 novembre 2024 e pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 27 dicembre 2024 – è stato adottato il primo stralcio del PNIISSI. Tale piano è composto dagli interventi appartenenti a diverse classi, A, B e C – in funzione del punteggio determinato dall'applicazione della metodologia di valutazione delle proposte sopra illustrata –, e dalle programmazioni già adottate per il finanziamento di interventi nel settore idrico²⁴.

²³ In data 21 giugno 2023 è stato pubblicato sul sito del Ministero l'Avviso di apertura della finestra per il caricamento delle proposte, contenente il format dei documenti da trasmettere, indicando come data di chiusura della piattaforma, da ultimo, il 30 ottobre 2023. Alla scadenza del termine di presentazione, risultano caricate in piattaforma 562 proposte, per un valore economico totale di oltre 13,5 miliardi di euro.

²⁴ Si richiamano, tra le altre, quelle di cui al DPCM 1° agosto 2019 (primo stralcio Piano nazionale ex sezione "acquedotti"), al decreto ministeriale del 16 dicembre 2021, n. 517, recante gli interventi a valere sul Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza – Misura M2C4 – I4.1, "Investimenti in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell'approvvigionamento idrico" –, ai decreti direttoriali della Direzione generale per le dighe e le infrastrutture idriche del 24 agosto 2022, n. 594, e del 24 marzo 2023, n. 181, recanti gli interventi a valere sul Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza – Misura M2C4 – I4.2, "Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell'acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti" –, alle prese d'atto dell'Autorità di gestione del PON Infrastrutture e Reti 2014-2020, n. 5114 del 14 marzo 2022, come rimodulate dalla n. 6502 del 23 aprile 2024, recanti gli interventi a valere sull'Asse IV REACT-EU, "Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell'acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti".

Regolazione dei rapporti tra operatori e utenti

Qualità tecnica

Percorso di implementazione del macro-indicatore “M0 – Resilienza idrica”

A seguito di un primo intervento di riforma e aggiornamento della disciplina sulla qualità tecnica del SII (RQTI)²⁵ avvenuto con la delibera 637/2023/R/idr²⁶, con la delibera 30 gennaio 2024, 26/2024/R/idr, l'Autorità ha avviato un procedimento con l'obiettivo di portare a compimento il meccanismo di incentivazione per la resilienza idrica previsto dalla citata delibera 637/2023/R/idr, nell'ottica di mitigare – anche tramite lo sviluppo di grandi opere strategiche – gli effetti conseguenti al cambiamento climatico. Si rammenta, infatti, che una delle principali novità apportate all'impianto della RQTI ha riguardato l'introduzione di un nuovo macro-indicatore denominato “M0 – Resilienza idrica”, volto a monitorare l'efficacia attesa del complesso sistema degli approvvigionamenti idrici a fronte delle previsioni sul soddisfacimento della domanda idrica nel territorio gestito, includendo nelle valutazioni anche gli usi diversi dal civile. Il citato macro-indicatore M0 è definito come combinazione dei seguenti indicatori:

- “M0a – Resilienza idrica a livello di gestione del servizio idrico integrato”, definito come rapporto tra i consumi del Servizio idrico integrato, incluse le perdite di rete, e la disponibilità idrica della gestione medesima;
- “M0b – Resilienza idrica a livello sovraordinato”, definito come rapporto tra i consumi per tutti gli usi, incluse le perdite di rete, e la disponibilità idrica complessiva del territorio considerato.

Nell'ambito del procedimento avviato, nel corso del 2024 l'Autorità ha provveduto a convocare alcune riunioni del Tavolo tecnico²⁷ specificatamente costituito nel corso dell'anno precedente, con lo scopo di raccogliere le informazioni necessarie a definire l'indicatore M0b in una prima fase sperimentale. Con la medesima finalità, l'Autorità ha provveduto a somministrare a tutti i soggetti coinvolti uno specifico questionario, promuovendo un ampio coinvolgimento dei soggetti competenti o comunque interessati, nel pieno rispetto delle distinzioni di ruoli e di responsabilità.

I dati e le informazioni raccolte nell'ambito delle attività di confronto hanno fornito utili spunti per la stesura del documento per la consultazione 12 novembre 2024, 474/2024/R/idr, con il quale sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità in merito a:

- modalità di calcolo per l'indicatore M0b, con riferimento a: i) valorizzazione dei consumi idrici; ii) valorizzazione delle disponibilità idriche; iii) arco temporale di riferimento delle grandezze rilevate; iv) dimensione territoriale di riferimento;
- aspetti procedurali, che includono: i) il coordinamento istituzionale e le responsabilità dei diversi soggetti coinvolti; ii) gli obblighi di registrazione.

²⁵ Introdotta con la delibera 917/2017/R/idr e il relativo Allegato A, recante la “Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono (RQTI)”.

²⁶ Delibera 28 dicembre 2023 recante “Aggiornamento della disciplina in materia di regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono (RQTI), nonché modifiche all'Allegato A alla delibera 28 dicembre 2012, 586/2012/R/idr e all'Allegato A alla delibera 655/2015/R/idr (RQSI)”.

²⁷ Il Tavolo tecnico è costituito da rappresentanti di: Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, Commissario straordinario nazionale per l'adozione di interventi urgenti connessi al fenomeno della scarsità idrica, Autorità di bacino distrettuali, Conferenza delle regioni e delle province autonome, Associazioni nazionali degli enti di governo dell'ambito, comuni e gestori del SII.

Con la delibera 27 dicembre 2024, 595/2024/R/idr, l'Autorità ha pertanto provveduto a integrare la disciplina in materia di regolazione della qualità tecnica, avviando una fase sperimentale di monitoraggio e raccolta delle grandezze preposte alla costruzione dell'indicatore di resilienza idrica, cui affiancare un'attività di continuo confronto e interlocuzione con i diversi *stakeholder*, allo scopo di perfezionare nel tempo le modalità di determinazione del macro-indicatore M0 – Resilienza idrica. Più nello specifico, è stato stabilito che, nella fase sperimentale:

- la dimensione territoriale di riferimento per la determinazione di M0b sia definita dalla pertinente autorità di bacino distrettuale, con il vincolo che tale dimensione non risulti inferiore all'estensione dell'ambito o sub-ambito territoriale ottimale; nelle more di tale definizione, la dimensione di riferimento va provvisoriamente fatta coincidere con i confini della regione di appartenenza;
- per la valorizzazione dei consumi non rientranti nel Servizio idrico integrato, venga data preferenza all'impiego di dati provenienti da fonti misurate; tuttavia, laddove non fossero disponibili misurazioni effettive dei dati, possono essere utilizzati dati provenienti da stime basate su metodologie sufficientemente robuste definite dagli enti istituzionalmente preposti;
- per gli usi irrigui sia opportuno fare riferimento ai dati contenuti nel "Sistema informativo nazionale per la gestione delle risorse idriche in agricoltura" (SIGRIAN) ovvero a quelli contenuti nel catasto delle utenze idriche in capo alle regioni e/o alle province, alimentati dalle denunce annuali delle acque derivate;
- per gli usi industriali sia opportuno fare riferimento ai dati risultanti dalle denunce annuali delle acque derivate o, laddove questi appaiano incompleti, ai dati derivanti da metodologie di stima effettuate dagli enti istituzionalmente preposti (Istat o altra fonte istituzionale);
- sempre con riferimento agli usi irrigui e industriali, allo scopo di evitare valutazioni distorsive legate a periodi di scarsità idrica, sia opportuno ammettere una valorizzazione dei consumi basata sulla media dei prelievi dei 3 anni più prossimi a quello in cui si sono verificate crisi idriche, in luogo del valore puntuale riferito a tale annualità;
- per gli "altri consumi" sia opportuno fare riferimento ai dati risultanti dalle denunce annuali delle acque derivate o derivanti da metodologie di stima sufficientemente robuste; nella categoria "altri consumi" sono fatte confluire le seguenti tipologie di consumi: autoapprovvigionamento potabile, uso igienico e usi assimilati, uso piscicolo (specificandone l'inserimento nei soli casi in cui lo scarico venga successivamente trattato), uso zootecnico, uso nell'ambito di acquapark o stabilimenti termali e simili, acque minerali destinate all'imbottigliamento²⁸;
- per la valorizzazione dei volumi esportati e importati non siano ammesse stime;
- in relazione alla valorizzazione dei volumi di disponibilità idrica, sia opportuno fare riferimento alle risorse provenienti da tutte le fonti di approvvigionamento presenti sul territorio, nella medesima unità di tempo, avendo cura di detrarre i volumi di deflusso ecologico e di evitare doppi conteggi della risorsa. Ai fini della determinazione della disponibilità idrica, occorre fare riferimento alle seguenti fonti di approvvigionamento:
 - riuso delle acque reflue depurate, prendendo come riferimento i volumi effettivamente destinati al riutilizzo, secondo le definizioni stabilite nell'MTI-4;
 - processi di dissalazione, prendendo come riferimento il valore minimo tra la capacità autorizzata e la capacità di trattamento massima degli impianti;
 - corpi idrici superficiali, quali fiumi, torrenti, canali, la cui disponibilità idrica è ricavabile dalla somma dei volumi derivanti dalla misurazione effettiva delle portate medie nei singoli intervalli di tempo considerati;
 - invasi, i cui volumi sono ricavabili da misurazioni effettive effettuate dagli enti preposti;

28 In ragione della natura prevalentemente non dissipativa dell'uso, si ritiene invece opportuno non inserire al numeratore di M0b: i) i prelievi di acque sotterranee destinate a uso geotermico finalizzato al recupero energetico mediante scambio termico in impianti a "pompa di calore", presumendone la marginalità della quota soggetta a trattamento; ii) i prelievi di acque superficiali a uso idroelettrico finalizzato alla produzione di energia elettrica o di forza motrice, salvo il caso in cui il rilascio avvenga in un territorio di riferimento confinante; nel qual caso i volumi idrici coinvolti andrebbero considerati tra le esportazioni e detratti dalle disponibilità del territorio.

- falda, i cui volumi sono ricavabili da misurazioni effettive, laddove disponibili e per le quali vengano fornite adeguate informazioni in grado di attestare la bontà delle metodologie adottate; nelle more di una completa ricostruzione tridimensionale dei volumi di falda, sulla base delle caratteristiche geologiche, geomorfologiche e idrogeologiche del sottosuolo, è stata introdotta nel modello una stima della disponibilità da falda di tipo euristico, volta a rendere maggiormente omogenea la determinazione di tale componente, con il vantaggio di minimizzare l'impatto di eventuali carenze informative relative alla misurazione dei consumi per gli usi diversi dal Servizio idrico integrato;
- l'arco temporale di riferimento da impiegare nel calcolo di MOb, di norma, sia riferito a un'intera annualità; tuttavia, dal momento che le disponibilità idriche da invasi, da corpi idrici superficiali e da falda appaiono caratterizzate da elevata variabilità stagionale, in un'ottica prudenziale, è stato stabilito che la rilevazione puntuale dei rispettivi volumi sia effettuata nell'arco temporale che va dal 1° giugno al 30 settembre e successivamente riproporzionata su base annuale, prendendo come riferimento la media mobile degli ultimi 5 anni, sempre rilevata nel detto arco temporale;
- in ragione di una definizione dell'indicatore MOb non ancora da considerarsi a regime, laddove l'Ente di governo dell'ambito ritenga che i dati reperiti siano eccessivamente carenti o comunque non rispondenti agli obiettivi che deve darsi il territorio, è fatta salva la facoltà di proporre istanza ai sensi del comma 24.2 dell'RQTI, atteso che si verifichino le condizioni di non adeguatezza al prerequisito descritte all'art. 23 della medesima RQTI.

Alla luce delle nuove disposizioni introdotte, si sono resi necessari l'aggiornamento e l'integrazione degli obblighi di monitoraggio, tenuta dei registri e comunicazione dei dati e delle informazioni di cui al Titolo 8 dell'RQTI, con particolare riferimento ai contenuti dei commi 31-bis.3 e 31-bis.5, specificando la natura condivisa, tra EGA e gestori, della tenuta dei registri relativi alle disponibilità idriche e ai consumi.

Tutte le novità sopra descritte dovranno essere applicate a partire dal 1° gennaio 2025. Il provvedimento prevede, infine, che proseguano le attività di collaborazione con le amministrazioni competenti e gli *stakeholder*, al fine di addivenire alla costruzione di un macro-indicatore MO che rifletta le effettive necessità di ciascun territorio in ordine al soddisfacimento dei fabbisogni complessivi, in vista della prevista applicazione del meccanismo di incentivazione a regime a partire dal 1° gennaio 2026.

Applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica (RQTI)

Nel corso dell'anno 2023 si è concluso il secondo procedimento di attribuzione dei premi e delle penali di qualità tecnica, sulla base delle *performance* realizzate da ciascun gestore negli anni 2020 e 2021, secondo quanto stabilito al Titolo 7 della delibera 917/2017/R/idr. L'esito della seconda applicazione del meccanismo incentivante è stato pubblicato con la delibera 17 ottobre 2023, 477/2023/R/idr, e i risultati sono descritti nel Volume 1 della precedente *Relazione Annuale*. Allo scopo di rafforzare la consapevolezza da parte degli utenti circa i servizi offerti dal proprio operatore, nel mese di luglio 2024 l'Autorità ha reso disponibili i dati di qualità tecnica relativi all'anno 2021, come risultanti dal procedimento sopra citato, sul portale di infografica (precedentemente alimentato con i dati del 2019), interattivo e con struttura a mappa, liberamente accessibile dal sito web dell'Autorità (<https://www.arera.it/it/dati/QTSII.htm>) e interrogabile con riferimento al proprio gestore o al proprio comune.

A conclusione delle attività legate al meccanismo incentivante per il biennio 2020-2021, l'Autorità ha, infine, provveduto a organizzare una cerimonia per la premiazione degli operatori che si sono distinti nello stadio di eccellenza della qualità del Servizio idrico integrato; la cerimonia si è svolta il giorno 22 aprile 2024 presso la sede dello European University Institute, nell'ambito della conferenza dal titolo "Resilienza idrica e investimenti in Europa", organizzata da WAREG – *European Water Regulators*, in collaborazione con l'Autorità medesima.

Con la delibera 6 febbraio 2024, 39/2024/R/idr, l'Autorità ha, dunque, avviato uno specifico nuovo procedimento, finalizzato all'applicazione del meccanismo incentivante per gli anni 2022 e 2023. A tale scopo, con il comunicato del 9 febbraio 2024, 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 2022 e 2023, ai sensi di quanto previsto dal comma 1.3 della richiamata delibera 637/2023/R/idr, e secondo le modalità previste dall'art. 30 dell'Allegato A alla medesima delibera (RQTI). Il termine perentorio per la trasmissione dei dati per la valutazione degli obiettivi di qualità tecnica per gli anni 2022 e 2023 è stato fissato al 30 aprile 2024, ai sensi del comma 1.3 della delibera 637/2023/R/idr. I dati e il materiale raccolto con la specifica raccolta dati di qualità tecnica, nel momento in cui si scrive, sono in fase avanzata di analisi istruttoria.

Qualità contrattuale

Qualità contrattuale e monitoraggio delle prestazioni riferite all'anno 2023

Nel mese di febbraio 2024, è stata avviata la "Raccolta dati: qualità contrattuale del servizio idrico integrato – anno 2023"²⁹ con la finalità di:

- acquisire le informazioni in merito alle prestazioni rese nel corso del 2023, monitorando l'evoluzione dei livelli di qualità contrattuale offerti all'utenza;
- acquisire, altresì, il riepilogo delle prestazioni eseguite nella medesima annualità, funzionale all'applicazione del meccanismo di incentivazione³⁰ di cui al Titolo XIII dell'Allegato A alla delibera 655/2015/R/idr³¹ (RQSII), basato sui 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)³²;
- verificare il conseguimento (o meno) degli obiettivi fissati dal medesimo meccanismo sulla base dei dati di partenza registrati nell'annualità 2021.

²⁹ I termini per la comunicazione all'Autorità delle informazioni e dei dati di qualità contrattuale riferiti al 31 dicembre 2023 sono stati fissati al 15 marzo 2024, per i gestori, e al 26 aprile 2024, per gli Enti di governo dell'ambito (chiamati alla relativa validazione).

³⁰ Sulla base di quanto previsto al comma 91.2 dell'RQSII, a partire dal 2024 e analogamente al meccanismo incentivante della qualità tecnica, più sopra illustrato, la valutazione della *performance* della singola gestione viene effettuata – stabilmente – al termine del periodo di valutazione, costituito dal biennio precedente.

³¹ Titolo XIII introdotto con la delibera 547/2019/R/idr e successivamente integrato e modificato, da ultimo, con la delibera 637/2023/R/idr.

³² 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 dall'RQSII e di quello delle prestazioni non conformi per causa imputabile alla responsabilità del gestore), secondo quanto previsto al comma 92.2 dell'RQSII.

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, entrata in vigore a far data dal 1° gennaio 2020³³.

Come anticipato con la precedente *Relazione Annuale*, nel corso del mese di marzo 2024, l'Autorità ha poi provveduto alla pubblicazione, sul proprio sito internet, dei dati di qualità contrattuale del Servizio idrico integrato, relativi all'annualità 2021, comunicati dai singoli gestori con riferimento a ciascun indicatore di *performance* del servizio offerto all'utenza – pubblicazione prevista dal comma 77.7³⁴ dell'RQSII e finalizzata al rafforzamento della consapevolezza da parte degli utenti circa le caratteristiche dei servizi offerti dal proprio operatore³⁵ –. La suddetta pubblicazione è stata effettuata sia in formato excel, sia mediante aggiornamento del portale di informativa, interattivo e con struttura a mappa, 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 migliorativi individuati dai competenti Enti di governo dell'ambito, nonché dei valori raggiunti con riferimento ai singoli macro-indicatori sopra richiamati.

La pubblicazione dei dati relativi alle successive annualità sarà effettuata a conclusione del procedimento istruttorio riferito alle valutazioni quantitative previste dal meccanismo incentivante della qualità contrattuale per il biennio 2022-2023, ancora in corso al momento della stesura della presente *Relazione Annuale* e per la descrizione del quale si rimanda al successivo paragrafo, al fine di poter tenere conto dell'eventuale necessità di taluni gestori, con specifico riferimento all'annualità 2023, di rettificare alcuni tra i valori precedentemente comunicati nell'ambito della sopracitata raccolta dati.

Applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale (RQSII)

In coerenza con le disposizioni del Titolo XIII dell'Allegato A alla delibera 655/2015/R/idr – che definisce il meccanismo incentivante di premi/penalità della qualità contrattuale sulla base delle *performance* realizzate nei due anni precedenti –, con la delibera 6 febbraio 2024, 37/2024/R/idr, l'Autorità ha avviato un procedimento 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 il periodo di valutazione delle *performance* 2022-2023, nonché per la definizione della graduatoria per lo stadio di eccellenza stabilito dall'RQSII³⁶. In particolare, è stato previsto di articolare il procedimento in due fasi:

33 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 disalimentabile, 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.

34 Il comma 77.7 dell'RQSII dispone che l'Autorità possa 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.

35 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 2022, 2/2022/A.

36 Ai sensi dell'art. 94 dell'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.

- 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 periodo di valutazione delle *performance* 2022-2023;
- 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, nel corso del 2024 sono stati portati avanti i lavori istruttori sui dati e le informazioni comunicati dai gestori e oggetto dell'applicazione del menzionato meccanismo, al fine di verificare la sussistenza delle diverse casistiche di esclusione (totale o parziale) esplicitate nella richiamata delibera, nonché di individuare eventuali ulteriori cause di esclusione alla luce di specifici elementi che potrebbero emergere dalle verifiche. Gli esiti di tale analisi saranno illustrati nel corso del 2025 mediante l'adozione di una nota metodologica, in analogia con quanto effettuato nel corso del procedimento per le valutazioni quantitative previste dal meccanismo incentivante della qualità contrattuale per il biennio 2020-2021, descritto nella precedente edizione della *Relazione Annuale*.

Misura

Monitoraggio sull'applicazione di tutele omogenee per i consumatori dei servizi idrici

Con la delibera 21 dicembre 2021, 609/2021/R/idr, l'Autorità, con le finalità di accrescere la consapevolezza dei consumi per le utenze indirette sottese alle utenze raggruppate/condominiali, nonché di favorire un avanzamento nell'applicazione del criterio di articolazione tariffaria *pro capite* anche in presenza di utenze condominiali, ha integrato la disciplina in materia di misura del Servizio idrico integrato (TIMSII)³⁷, introducendo il Titolo 6 "Consapevolezza dei consumi in caso di utenze raggruppate".

In particolare, l'Autorità ha introdotto nuovi obblighi per i gestori che, a partire dal 2022, devono comunicare annualmente a tali utenze specifiche informazioni di base sul servizio erogato, prevedendo altresì che mettano a disposizione dei soggetti interessati uno strumento di calcolo per la definizione dei corrispettivi applicabili alle singole unità immobiliari sottese all'utenza raggruppata/condominiale, nonché devono richiedere all'amministratore di condominio, o al referente dell'utenza raggruppata, l'effettiva numerosità dei componenti di ciascuna utenza indiretta domestica residente, nel rispetto della normativa sulla protezione dei dati personali, stabilendo che, solo qualora il gestore non ottenga le informazioni richieste, la tariffa domestica residenziale sia calcolata sulla base del criterio *pro capite* standard (con riferimento a un nucleo familiare composto da tre componenti), definito dall'Autorità mediante il TICSII³⁸.

³⁷ Regolazione del servizio di misura nell'ambito del Servizio idrico integrato a livello nazionale (TIMSII), Allegato A alla delibera 5 maggio 2016, 218/2016/R/idr, integrato e modificato dalla delibera 21 dicembre 2021, 609/2021/R/idr.

³⁸ Testo integrato corrispettivi servizi idrici – TICSII – approvato con la delibera 28 settembre 2017, 665/2017/R/idr, di cui costituisce l'Allegato A.

Nel corso della citata attività istruttoria per l'approvazione delle predisposizioni tariffarie per il quarto periodo regolatorio 2024-2029, avviata a partire da luglio 2024, l'Autorità ha quindi proceduto a raccogliere dagli EGA prime informazioni inerenti alle disposizioni introdotte al Titolo 6 del TIMSII, con riferimento all'annualità 2023, al fine di monitorarne l'applicazione e individuare eventuali criticità riscontrate in fase implementativa, in relazione agli obblighi stabiliti dalla regolazione.

Sempre nell'ambito delle richiamate istruttorie, è proseguito anche lo specifico monitoraggio sull'adeguamento delle Carte dei servizi ovvero dei regolamenti d'utenza di ciascun gestore a quanto previsto dalla regolazione, con particolare riferimento alle tutele minime per le utenze in caso di perdite occulte e agli standard specifici e relativi indennizzi automatici previsti per la misura d'utenza, definiti nella medesima delibera 609/2021/R/idr.

Definizione di regole uniformi e schemi tipo per la regolazione dei rapporti tra enti affidanti e soggetti gestori

Schema tipo di bando di gara

In materia di riordino dei servizi pubblici locali, il DLgs n. 201/2022, affermando la centralità del ruolo delle Autorità di regolazione nel garantire condizioni elevate di qualità di detti servizi nei vari contesti, in linea con l'obiettivo di coesione sociale e territoriale, ha individuato, tra i compiti che queste ultime devono svolgere nel proprio ambito di competenza, la predisposizione di schemi tipo di bandi di gara (art. 7, comma 2). Nel dare seguito al citato dettato normativo, con la delibera 14 febbraio 2023, 51/2023/R/idr, l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione di schemi tipo di bando di gara per l'affidamento della gestione del Servizio idrico integrato, nell'ambito del quale saranno individuati i contenuti minimi, al fine di garantire maggiore uniformità degli atti che disciplinano le procedure a evidenza pubblica per l'affidamento della gestione del Servizio idrico integrato. Con il documento per la consultazione 18 giugno 2024, 245/2024/R/idr, l'Autorità ha dunque illustrato gli elementi di inquadramento generale e gli orientamenti che intende seguire per la definizione dello schema tipo di bando di gara applicabile, illustrando altresì gli opportuni adattamenti nel caso del ricorso al partenariato pubblico-privato istituzionale, limitatamente agli aspetti concernenti la selezione del soggetto privato, e le misure specifiche che consentano di sviluppare le attività necessarie all'affidamento del Servizio idrico integrato nei contesti territoriali in cui persistono criticità.

Gli orientamenti in merito ai contenuti dello schema di bando di gara attengono ai profili di seguito indicati:

- Oggetto e valore dell'affidamento, al fine di individuare la perimetrazione del Servizio idrico integrato quale definita dalla normativa di settore *pro tempore* vigente e il valore dell'affidamento quale risultante dalle indicazioni metodologiche per lo sviluppo del piano economico-finanziario fino al termine dell'affidamento nel contesto della regolazione tariffaria;
- Requisiti di partecipazione, declinati, fermo restando quanto previsto dalla normativa eurounitaria e nazionale in materia di contratti pubblici per i profili inerenti ai requisiti generali, nell'ottica di favorire la partecipazione

alla gara di soggetti che abbiano maturato e consolidato un'adeguata esperienza del Servizio idrico integrato, non solo dal punto di vista della gestione operativa, ma anche della *compliance* regolatoria³⁹;

- Criteri di valutazione delle offerte, individuati in linea con i principi eurolunitari e nazionali in materia di contratti pubblici e coerenti con i criteri della regolazione di settore volta alla definizione dei livelli di qualità e dei costi efficienti, prevedendo l'obbligo di utilizzare, come criterio generale per l'aggiudicazione delle gare per l'affidamento del Servizio idrico integrato, quello dell'offerta economicamente più vantaggiosa individuata sulla base del miglior rapporto qualità/prezzo, con l'attribuzione di un tetto massimo per il punteggio economico, con la finalità di garantire prioritariamente la valorizzazione dell'elemento qualitativo delle offerte e promuovere i relativi investimenti infrastrutturali. In particolare, è stata prospettata l'opportunità sia di legare la componente tecnica delle offerte a obiettivi di miglioramento degli aspetti tecnici e qualitativi del servizio – definiti nell'ambito della regolazione della qualità – sia di valutare la componente economica sulla rimodulazione di partite economiche, anch'esse individuate dalla regolazione tariffaria;
- Offerta tecnica, la cui valutazione è il passaggio principale nell'ambito della procedura concorsuale, dal momento che richiede sia un rilevante sforzo elaborativo da parte dell'Ente di governo nel predisporre i corretti documenti di pianificazione sulla base delle più aggiornate ricognizioni e rilevazioni di dati, sia un grande impegno da parte dei concorrenti nel declinare le misure puntuali e i possibili miglioramenti conseguibili sulla base delle rispettive proposte. Ai fini della valutazione, è stato previsto di organizzare tali elementi di complessità in tre distinte categorie di miglioramento:
 - A. la prima relativa alla programmazione posta a base di gara;
 - B. la seconda rivolta alla progettazione e alla struttura tecnico-gestionale oggetto di offerta;
 - C. la terza riguardante gli ulteriori miglioramenti relativi ai profili tecnici inerenti a specifiche pianificazioni o iniziative innovative;
- Offerta economica, la cui valutazione rappresenta un passaggio di rilievo, dal momento che permette di quantificare eventuali benefici di carattere tariffario che possano essere destinati a vantaggio dell'utenza finale, pure a fronte della necessaria coerenza che deve essere garantita tra elementi caratterizzanti l'offerta tecnica e risorse necessarie a implementarli. Simmetricamente a quanto prospettato con riferimento ai profili tecnici, anche per l'offerta economica, l'orientamento formulato è stato quello di ritenere opportuna l'introduzione di criteri di valutazione volti a esplicitarne il rapporto con la disciplina tariffaria *pro tempore* vigente, enucleando, tra i parametri tariffari, quelli maggiormente rilevanti nella selezione dell'offerta migliore, le grandezze direttamente afferenti alla determinazione dei costi efficienti ammessi a riconoscimento (costi operativi endogeni, costi operativi per adeguamenti agli standard di qualità o relativi alle eventuali variazioni di perimetro della gestione, costi ambientali e della risorsa), e quelle relative ai vincoli di crescita dei corrispettivi (in particolare i parametri *K* – in riduzione – e *X* – in aumento – inseriti nel vincolo di crescita del moltiplicatore tariffario) e ulteriori variabili che possono essere utilizzate nella valutazione.

Il documento per la consultazione 245/2024/R/idr contiene, infine, orientamenti relativi a:

- profili di applicabilità dello schema tipo di bando di gara alle procedure di selezione del socio privato nei casi di affidamento a società mista (partenariato pubblico-privato istituzionale);
- disposizioni specifiche per i casi di indisponibilità dei requisiti informativi minimi rinvenibili nei contesti territoriali in cui persistono criticità nelle attività demandate a livello locale in merito all'aggiornamento degli atti di pianificazione, programmazione e organizzazione nella gestione del servizio.

³⁹ La necessità di tenere conto dell'ottemperanza regolatoria da parte degli operatori del servizio idrico è stata tra l'altro oggetto di specifiche condizionalità per l'assegnazione dei finanziamenti nell'ambito delle linee di investimento del pacchetto *Next Generation EU* riconducibili al potenziamento delle infrastrutture del Servizio idrico integrato. Ci si riferisce segnatamente alla Missione M2 – "Rivoluzione verde e transizione ecologica", Componente C4 – "Tutela del territorio e della risorsa idrica", in particolare per le linee di intervento M2C4 – I4.1 "Investimenti in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell'approvvigionamento idrico", M2C4 – I4.2 "Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell'acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti" e M2C4 – I4.4 "Investimenti in fognatura e depurazione".



CAPITOLO

7



**REGOLAZIONE
NEL SETTORE
DEL TELECALORE**

SETTORIALE

Metodo tariffario transitorio

La legge 21 aprile 2023, n. 41, ha attribuito all'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (di seguito: Autorità) il compito di stabilire le tariffe di cessione del calore, in modo da armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse.

L'Autorità, al fine di dare immediata attuazione alle disposizioni di legge, con la delibera 28 dicembre 2023, 638/2023/R/tlr, ha scelto di adottare un approccio multifase, prevedendo:

- l'applicazione, a partire dal 1° gennaio 2024, di un metodo tariffario transitorio (MTL-T), basato su logiche di costo evitato (il costo del servizio di riscaldamento alternativo più conveniente disponibile sul mercato), in continuità con le prassi adottate dai principali operatori del settore; tale scelta è stata motivata sia dalla necessità di garantire un'adeguata gradualità nel passaggio a un regime di tariffe regolate (come richiesto dalla norma primaria) che dalla maggiore complessità dell'applicazione di metodologie tariffarie di tipo *cost of service* (stante la necessità di valutare l'efficienza relativa dei diversi operatori);
- l'avvio di un procedimento per la definizione del metodo tariffario applicabile a regime, con l'obiettivo di definire il vincolo ai ricavi sulla base dei costi efficienti del servizio di teleriscaldamento.

Già nella definizione del metodo transitorio, l'Autorità è tuttavia intervenuta per superare le principali criticità evidenziate nell'ambito dell'indagine conoscitiva sui prezzi del servizio (cfr. allegato A alla delibera 2 novembre 2022, 547/2022/R/tlr); in particolare:

- la determinazione del costo evitato da parte dell'Autorità consente di superare le criticità metodologiche delle formule di calcolo del costo evitato adottate dagli operatori del settore;
- l'applicazione, nel calcolo del costo evitato, di un cap al prezzo dei combustibili consente di assicurare la coerenza tra i costi e i ricavi del servizio, anche in presenza di tensioni nei mercati energetici internazionali.

Gli orientamenti iniziali per la definizione del metodo tariffario applicabile a regime per il servizio di teleriscaldamento sono stati illustrati nel documento di consultazione 28 maggio 2024, 214/2024/R/tlr. Il procedimento è stato sottoposto ad Analisi di impatto di regolazione (di seguito: metodologia AIR), secondo modalità semplificate. In particolare, l'Autorità, per la definizione del metodo tariffario applicabile a regime, ha proposto l'adozione di un approccio *cost to serve*, in alternativa all'utilizzo di logiche basate sul costo evitato. Per la definizione dei costi efficienti di erogazione del servizio è stata proposta, in alternativa, la definizione di un costo standard o un *assessment* dei costi effettivamente sostenuti dagli operatori del settore.

Nell'ambito del procedimento di cui alla richiamata delibera 638/2023/R/tlr, l'Autorità ha effettuato una specifica raccolta di dati sui costi di erogazione del servizio, al fine di disporre di un set informativo adeguato a valutare i risultati dell'applicazione delle differenti metodologie tariffarie, in coerenza con quanto previsto dalla metodologia AIR. Data la numerosità degli operatori, la raccolta dati ha riguardato un campione di società rappresentativo del settore.

Dalle simulazioni effettuate è emersa un'elevata eterogeneità dei costi di erogazione del servizio, con significativi scostamenti sia rispetto ai costi standard che al costo evitato. In particolare, è emerso che, da un lato, l'applica-

zione di una metodologia tariffaria di tipo *cost of service* potrebbe comportare il riconoscimento in tariffa di costi non efficienti, dall'altro, l'applicazione di costi standard potrebbe non garantire l'equilibrio economico-finanziario secondo criteri di efficienza delle imprese.

L'individuazione di un *benchmark* affidabile per la definizione di una frontiera di efficienza rappresenta un elemento fondamentale per l'introduzione di un regime di tariffe amministrate, sia nel caso in cui il costo riconosciuto venga determinato a partire dai costi sostenuti dagli operatori, sia nel caso venga determinato sulla base di logiche di costo standard. In assenza di un riferimento adeguato, il regolatore potrebbe riconoscere in tariffa costi non efficienti, con un incremento non giustificato dei prezzi di erogazione e una conseguente perdita di benessere sociale complessivo.

L'Autorità, anche alla luce di alcune incongruenze rilevate nella base dei dati, ha ritenuto opportuno prorogare, con la delibera 27 dicembre 2024, 597/2024/R/tlr, i termini di conclusione del procedimento per la definizione del metodo tariffario applicabile a regime, in modo da poter svolgere ulteriori approfondimenti e ampliare il campione di operatori considerati nell'analisi. Il supplemento di istruttoria dovrebbe consentire di disporre di un set informativo adeguato a valutare l'efficienza relativa degli operatori del servizio.

La proroga dei termini di conclusione del procedimento è stata motivata anche dalla necessità di consentire il completamento del quadro normativo di riferimento per il recepimento delle norme comunitarie per la promozione delle fonti rinnovabili nel settore del teleriscaldamento, in modo da ridurre l'incertezza in merito agli investimenti necessari al conseguimento degli obiettivi previsti e assicurare una corretta calibrazione di eventuali strumenti di incentivazione. In particolare, il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, adottato in recepimento della direttiva (UE) 2018/2001, all'art. 27, comma 2, prevede che le modalità di attuazione dell'obbligo di incremento della quota di produzione da fonti rinnovabili nei sistemi di teleriscaldamento, ivi incluso l'ammontare del contributo compensativo a carico dei soggetti che non rispettano tali obblighi, siano definiti da un successivo decreto ministeriale.

Contestualmente al rinvio dei termini di conclusione del procedimento, l'Autorità, con la richiamata delibera 597/2024/R/tlr, ha prorogato fino al 31 dicembre 2025 il periodo di applicazione del metodo tariffario transitorio. Sono stati inoltre previsti alcuni affinamenti al metodo tariffario transitorio al fine di superare alcune criticità applicative inerenti alla determinazione del costo evitato e di non disincentivare l'impiego delle fonti a più bassa emissione di anidride carbonica, in contrasto con gli obiettivi di decarbonizzazione del settore. Le modifiche apportate al metodo, in particolare, includono:

- l'introduzione, nel calcolo del costo evitato, di una componente volta a valorizzare le esternalità ambientali, determinata sulla base delle emissioni di CO₂ evitate dal sistema di teleriscaldamento (rispetto alla tecnologia alternativa presa come riferimento nel calcolo del costo evitato) e del valore atteso dei permessi di emissione nel sistema di scambio europeo nell'anno 2025. Tale modifica è stata introdotta al fine di promuovere i sistemi di teleriscaldamento caratterizzati da un minor profilo di emissioni climalteranti;
- l'applicazione di un *cap* al valore della componente di valorizzazione delle esternalità ambientali sopra menzionate, al fine di consentire il trasferimento agli utenti di parte dei benefici ambientali;
- la modifica della tecnologia di riferimento per il calcolo del costo evitato nelle aree non metanizzate, al fine di disporre di un metodo applicabile in modo uniforme sul territorio nazionale;

- la possibilità, nel caso in cui il contratto di fornitura del servizio non preveda parametri per l'aggiornamento dei prezzi, di adeguare i corrispettivi in misura non superiore alla variazione dell'indice dei prezzi al consumo, in modo da riflettere l'incremento del costo dei fattori produttivi.

Nella prospettiva di assicurare partecipazione e trasparenza, l'Autorità, con il provvedimento in parola, ha comunque previsto la possibilità, per i soggetti interessati, di presentare osservazioni e proposte, al fine di eventualmente adeguare, integrare o confermare le misure introdotte, fissando all'uopo il termine del 20 gennaio 2025. Alla scadenza del richiamato termine, sulla base delle osservazioni ricevute, l'Autorità, con la delibera 18 febbraio 2025, 54/2025/R/tlr, ha confermato la proroga dell'MTL-T al 31 dicembre 2025, nella formulazione approvata con la richiamata delibera 597/2024/R/tlr.

Valutazione delle istanze di esclusione

L'art. 2, comma 2, lettera gg), del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, 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 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 2024 l'Autorità ha proseguito l'attività di valutazione delle istanze presentate dagli operatori del settore. Al 31 dicembre 2024 risultavano escluse dalla regolazione 126 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 delle caratteristiche del settore e del rispetto della regolazione

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 giugno 2024 è stata effettuata la "Raccolta dati integrata telecalore – anno di riferimento 2023" con la finalità di acquisire i dati e le informazioni in materia di qualità commerciale, allacciamenti, trasparenza e misura nel settore del telecalore. Gli obblighi informativi, in particolare, riguardano:

- la dimensione degli esercenti, necessaria per determinare la corretta applicazione degli obblighi regolatori (spesso direttamente proporzionali alla 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;
- il numero e la tipologia di contatori di fornitura installati presso gli utenti, nonché le prestazioni di qualità commerciale eseguite sugli strumenti.

Nel mese di settembre 2024 è stata effettuata la "Raccolta dati sulla qualità tecnica – anno di riferimento 2023", con la finalità di monitorare le prestazioni degli operatori del settore e di verificare il rispetto degli obblighi di servizio previsti dalla regolazione dell'Autorità. I dati acquisiti riguardano, tra l'altro:

- le caratteristiche tecniche delle reti gestite (lunghezza, tipologia di fluido termovettore utilizzato e materiali delle condotte);
- la quantità totale di acqua di reintegro;
- il numero di dispersioni localizzate e la lunghezza della rete ispezionata;
- il numero e la durata delle interruzioni del servizio, con indicazione della tipologia (interruzione con preavviso e senza preavviso), del periodo (invernale o estivo), della causa (forza maggiore, utente o terzi, esercente) e del punto della rete (centrale termica, rete o allacciamenti) in cui ha avuto origine l'interruzione.



CAPITOLO

8



**REGOLAZIONE NEL CICLO
DEI RIFIUTI URBANI**

SETTORIALE

Assetti locali e rapporti istituzionali

Monitoraggio e governance degli assetti locali

Nel corso del 2024 sono proseguite le attività del Tavolo tecnico permanente con regioni e autonomie locali (istituito con la delibera 30 luglio 2019, 333/2019/A), finalizzato a consolidare un'interlocuzione tecnico-istituzionale di carattere permanente con tutti i livelli territoriali di governo titolari di competenze in materia di gestione dei rifiuti urbani.

L'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (di seguito: Autorità) ha ritenuto di tenere due specifiche sedute del Tavolo nell'ambito di procedimenti regolatori svoltisi nel 2024, in tal modo affiancando allo strumento ordinario della consultazione anche uno specifico momento di interlocuzione diretta con le regioni, le autonomie locali e le loro associazioni maggiormente rappresentative. In particolare, nelle riunioni del 20 febbraio 2024 e del 27 novembre 2024, al fine di acquisire utili elementi per l'azione regolatoria, sono state affrontate le seguenti tematiche:

- ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato, sez. II, nn. 10548, 10550, 10734, 10775 del 2023, in materia di regolazione tariffaria degli impianti di trattamento di rifiuti, di cui alla delibera 3 agosto 2021, 363/2021/R/rif, e ulteriori disposizioni attuative, secondo quanto previsto nella delibera 23 gennaio 2024, 7/2024/R/rif;
- predisposizione di uno schema tipo di bando di gara per l'affidamento del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani, secondo gli orientamenti finali espressi nel documento per la consultazione 29 ottobre 2024, 450/2024/R/rif;
- monitoraggio dell'applicazione delle disposizioni di cui alla delibera 3 agosto 2023, 385/2023/R/rif, relativamente all'obbligo di aggiornamento dei contratti in essere e dell'utilizzo dello schema tipo per i nuovi contratti di servizio.

Nel corso del 2024 è altresì proseguita l'attività di monitoraggio periodico degli assetti locali demandata all'Autorità dall'art. 5, comma 6, del decreto legislativo 22 dicembre 2022, n. 201, ai sensi del quale: *"Al fine di contribuire alla razionalizzazione degli assetti istituzionali locali del settore dei rifiuti, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente presenta alle Camere una periodica relazione semestrale 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"*.

A tal fine gli uffici hanno richiesto a tutte le regioni e alle province autonome informazioni aggiornate relativamente all'organizzazione territoriale del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani, con specifico riguardo alla delimitazione degli Ambiti territoriali ottimali (ATO), ai profili di costituzione e operatività dei relativi Enti di governo d'ambito territoriale ottimale (EGATO), al rispetto dell'obbligo di partecipazione ai medesimi da parte degli enti locali, all'eventuale adozione di modelli alternativi o in deroga al modello degli ATO e ai casi di attivazione di poteri sostitutivi, nonché ulteriori profili relativi alla tematica degli affidamenti (numero degli affidamenti, loro scadenze, perimetro amministrativo dell'affidamento e tipologia di servizio affidato). Gli esiti di tale attività sono confluiti nella terza e nella quarta relazione semestrale concernente il settore dei rifiuti urbani, approvate, rispettivamente, in data 10 luglio 2024 (relazione 286/2024/I/rif) e in data 17 dicembre 2024 (relazione 567/2024/I/rif).

Il quadro generale emergente, in sostanziale continuità rispetto all'annualità precedente, può essere sinteticamente riportato come segue:

- si osserva un consolidamento del processo di individuazione in tutte le regioni e le province autonome – ad eccezione della Regione Lombardia – degli Ambiti territoriali ottimali (ATO); soltanto la Regione Lombardia ha, infatti, adottato il modello alternativo o in deroga a quello degli Ambiti territoriali ottimali (ATO), ai sensi dell'art. 200, comma 7, del DLgs n. 152/2006;
- sotto il profilo della delimitazione territoriale, vi è una diffusa preferenza per una perimetrazione di livello regionale, che potrebbe segnalare una valutazione degli ATO quali modalità di implementazione unitaria dei piani regionali di gestione; peraltro, permangono casi in cui, pur delimitati gli ATO, manca l'individuazione degli enti di governo (Lazio, Molise, Sardegna);
- l'attenzione posta sul profilo della delimitazione degli ATO non appare tuttavia tale da poter autonomamente indicare forme di convergenza verso assetti maggiormente razionalizzati; si tratta piuttosto di un primo elemento, che poi trova effettiva connotazione nella eventuale presenza di sub-ambiti o aree a cui sono delegate talune funzioni o nella possibile compresenza di soggetti a cui sono attribuite competenze decisionali;
- gli elementi di complessità, richiamati in precedenza per la delimitazione degli ATO, sono emersi con maggiore chiarezza passando al tema della costituzione degli EGATO (Campania, Calabria, Sicilia, Liguria, Piemonte, Province autonome di Trento e Bolzano), nell'ambito del quale risulta evidente la diffusa attitudine ad articolare competenze o a prevedere modalità eterogenee di coordinamento, talvolta di limitata efficacia (come può accadere con la compresenza di soggetti consortili, o di altri di natura associativa/sovracomunale, con il permanere in capo ai singoli comuni dell'esercizio di competenze che la normativa di settore riconosce agli EGATO);
- con riferimento specifico al profilo di costituzione e operatività degli EGATO si sono registrate graduali evoluzioni in alcuni territori in cui i medesimi risultano costituiti ma in fase di implementazione (Piemonte e Trento), nonché in alcuni territori in cui l'EGATO è costituito ma presenta ancora alcune criticità implementative (Calabria);
- non sono mancati, altresì, casi di efficace esercizio unitario delle competenze previste nella normativa di settore ed esercitate da enti di dimensione sub-regionale o, talvolta, anche sub-provinciale;
- il tema della partecipazione degli enti locali all'EGATO, in relazione al quale si è registrato, nel corso del 2024, il superamento sul piano formale di connesse criticità di adesione mediante l'esercizio di poteri sostitutivi da parte dei soggetti territorialmente competenti (Calabria), assume rilevanza nella misura in cui l'ente sia effettivamente incaricato dello svolgimento delle funzioni previste dalla norma di settore e la circostanza che, nel ciclo dei rifiuti, questo profilo si sia rivelato meno problematico che in altri settori potrebbe deporre a sostegno della tesi di un – ancora troppo diffuso – esercizio frammentato delle competenze decisionali;
- la sintesi sugli affidamenti dei servizi di raccolta e trasporto dei rifiuti urbani ha denotato una generale definizione, anche nei casi di delimitazione regionale degli ATO, di bacini sovracomunali, sebbene di livello infra-provinciale, nonché la sussistenza di una differenziazione relativamente al numero dei soggetti affidatari del servizio di raccolta e trasporto a livello di ambito o sub-ambito di riferimento, essendosi riscontrate situazioni sia di unicità gestionale che di pluralità gestionale;
- la complessità delle valutazioni sottese all'efficiente delimitazione delle aree da considerare in un unico affidamento può essere una spiegazione delle rilevanti asimmetrie riscontrate, sebbene permangano elementi da approfondire anche in relazione alle configurazioni complessive delle filiere industriali e del recupero.

Collaborazione con altre istituzioni

Tavolo tecnico sui criteri di identificazione degli impianti «minimi»

La risoluzione della VIII Commissione permanente del Senato, d'iniziativa dei senatori Fregolent, Petrucci e De Priamo, in tema di "impianti minimi" (approvata il 26 marzo 2024), ha impegnato il Governo *"ad istituire presso il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica un tavolo che, con ARERA e l'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (ISPRA), sentiti i soggetti interessati, analizzi il programma nazionale di gestione dei rifiuti, con particolare riferimento ai criteri di identificazione degli impianti «minimi», indispensabili alla chiusura dei cicli regionali di gestione dei rifiuti urbani"*.

Alla luce della citata risoluzione, il Ministero, con l'Autorità e ISPRA, ha avviato le attività del Tavolo, che nel 2024, oltre alla riunione di insediamento, avvenuta l'11 giugno 2024, ha avuto due ulteriori riunioni (il 17 luglio e l'11 settembre). Le riunioni hanno coinvolto, oltre alle istituzioni sopra richiamate, diverse associazioni di settore e regioni, e hanno avuto a oggetto l'analisi dei fabbisogni impiantistici a livello nazionale e l'applicazione dei criteri per l'individuazione degli impianti minimi a livello regionale.

Partecipazione all'Organismo di vigilanza dei consorzi e dei sistemi autonomi per la gestione dei rifiuti, degli imballaggi e dei rifiuti di imballaggi

Nel corso del 2024 l'Autorità ha partecipato all'Organismo di vigilanza dei consorzi e dei sistemi autonomi per la gestione dei rifiuti, degli imballaggi e dei rifiuti da imballaggi, istituito ai sensi del nuovo comma 4-*bis* dell'art. 206-*bis* del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, introdotto dal decreto legge 23 settembre 2022, n. 144¹.

L'Organismo è stato istituito presso il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE) allo scopo *"di rafforzare le attività di vigilanza e di controllo del funzionamento e dell'efficacia dei sistemi consortili e autonomi di gestione dei rifiuti, degli imballaggi e dei rifiuti di imballaggi (...)"* nel solco delle disposizioni previste dal decreto legislativo n. 152/2006, da ultimo rafforzate, specie in materia di *extended producer responsibility* (EPR), dal decreto legislativo 3 settembre 2020, n. 116. In particolare, l'obiettivo generale dell'Organismo è quello di rafforzare il sistema di vigilanza sui consorzi e sui sistemi autonomi per la gestione dei rifiuti, con riferimento all'efficacia, all'efficienza e all'economicità della gestione dei rifiuti, degli imballaggi e dei rifiuti da imballaggio, per la tutela della salute pubblica e dell'ambiente.

¹ Cfr. art. 22, comma 3, del decreto legge n. 144/2022, 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)"*.

Cabina di regia sulla transizione ecologica

Nel corso del 2024 l'Autorità ha proseguito la sua attività di partecipazione alla Cabina di regia sulla transizione ecologica, istituita dall'Ente nazionale italiano di unificazione (UNI), con la finalità di supportare la *governance* UNI nell'implementazione delle Linee strategiche 2021-2024, suggerendo, sviluppando e monitorando azioni specifiche nel quadro degli obiettivi e delle priorità individuati. Le principali aree di intervento sono: i cambiamenti climatici, la protezione dell'ambiente (acqua, suolo, aria, biodiversità), l'economia circolare, i rifiuti e l'agricoltura sostenibile.

In particolare, gli obiettivi prioritari individuati riguardano:

- il rafforzamento della leadership italiana nei tavoli CEN/ISO;
- il consolidamento del rapporto con il legislatore e l'amministrazione pubblica, anche per una semplificazione attraverso l'uso delle norme.

La citata Cabina di regia offre un importante presidio sugli sviluppi della normazione tecnica a livello europeo sui temi inerenti, tra l'altro, all'economia circolare, consentendo di intercettare eventuali aree di interesse per lo sviluppo di misure regolatorie finalizzate a promuovere la transizione verso modelli di gestione ambientalmente ed economicamente più sostenibili.

Redazione di memorie al Parlamento

Memoria in merito al disegno di legge di tutela ambientale

Con la memoria 8 novembre 2024, 465/2024/II/com, l'Autorità ha inteso fornire un contributo al dibattito sulla *"conversione in legge del decreto-legge 17 ottobre 2024, n. 153, recante disposizioni urgenti per la tutela ambientale del Paese, la razionalizzazione dei procedimenti di valutazione e autorizzazione ambientale, la promozione dell'economia circolare, l'attuazione di interventi in materia di bonifiche di siti contaminati e dissesto idrogeologico"* (AS 1272). Il decreto legge, per quanto di rilievo per il settore di gestione dei rifiuti, prevedeva, tra le "ulteriori disposizioni urgenti per l'economia circolare", misure volte a inserire nell'allegato L-*quinquies* alla Parte Quarta del decreto legislativo n. 152/2006, relativo all'elenco delle attività che producono rifiuti, anche le attività di cura e manutenzione del paesaggio e del verde pubblico e privato, al fine di agevolare il recupero – presso gli impianti disponibili sul territorio – dei rifiuti biodegradabili derivanti da tale manutenzione. La disposizione in esame amplia il potenziale perimetro oggetto della regolazione dell'Autorità, determinando al contempo un allargamento della platea degli utenti, nello specifico derivante dall'inclusione delle imprese operanti nel settore della manutenzione del verde pubblico e privato tra i soggetti contribuenti alla copertura dei costi di gestione dei rifiuti urbani.

In merito al profilo sopra descritto l'Autorità ha pertanto ritenuto utile evidenziare che, sebbene il potenziale impatto della menzionata disposizione non risulti al momento quantificabile – dal momento che gli effetti dipendono anche dall'eventuale esercizio da parte delle imprese in questione della possibilità, prevista dall'art. 198, comma 2-*bis*, del decreto legislativo n. 152/2006, di conferire al di fuori dal servizio pubblico, nonché dalla volatilità dei quantitativi conferiti –, sarebbe opportuno che l'Ente territorialmente competente adottasse le più

corrette modalità di allocazione dei costi (derivanti dall'illustrato ampliamento di perimetro) tra le diverse tipologie di utenze, fino all'approvazione del quadro regolatorio da parte dell'Autorità in materia di corrispettivi.

Regole e controlli per il riconoscimento dei costi efficienti

Nei successivi paragrafi viene fornita una descrizione sintetica delle attività svolte dall'Autorità in materia di regolazione tariffaria del servizio integrato di gestione dei rifiuti, soprattutto con riguardo alle istruttorie finalizzate alle approvazioni tariffarie ai sensi del Metodo tariffario rifiuti per il secondo periodo regolatorio (MTR-2) e all'aggiornamento biennale (2024-2025) delle predisposizioni.

Aspetti applicativi dell'aggiornamento tariffario biennale 2024-2025

In esito alla consultazione con i soggetti interessati, l'Autorità ha adottato la delibera 3 agosto 2023, 389/2023/R/rif, che disciplina le regole e le procedure per l'aggiornamento biennale 2024-2025 delle entrate tariffarie di riferimento per il servizio integrato di gestione dei rifiuti e per la determinazione delle tariffe di accesso agli impianti di chiusura del ciclo "minimi", o agli impianti "intermedi" da cui provengano flussi indicati come in ingresso a impianti di chiusura del ciclo "minimi".

Per quanto concerne la determinazione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento dei rifiuti urbani, il cui impianto generale di cui all'MTR-2 è stato confermato nella delibera 389/2023/R/rif, nel 2024 si è resa necessaria la riedizione del potere regolatorio dell'Autorità in materia, al fine di ottemperare alle sentenze del Consiglio di Stato, sez. II, nn. 10548, 10550, 10734, 10775, di dicembre del 2023². In particolare, con la delibera 23 gennaio 2024, 7/2024/R/rif, l'Autorità, tenuto conto dell'intervenuta adozione, con il decreto ministeriale 24 giugno 2022, n. 257, del PNGR, ha previsto che le regole per la determinazione delle tariffe di accesso agli impianti di chiusura del ciclo "minimi" trovino applicazione nei confronti degli impianti che siano individuati come tali, in coerenza con i criteri indicati nel richiamato Programma. L'Autorità ha quindi previsto che i criteri per la determinazione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento di cui alla delibera 3 agosto 2021, 363/2021/R/rif, come aggiornata con la citata delibera 7/2024/R/rif, e in particolare al Titolo VI dell'MTR-2, trovino applicazione a decorrere dal 2024.

² Con le richiamate sentenze la seconda sezione del Consiglio di Stato ha respinto gli appelli proposti dall'Autorità contro le sentenze di primo grado emesse dal TAR Lombardia, con le quali erano stati accolti i ricorsi di alcuni operatori avverso la delibera 363/2021/R/rif, e nello specifico avverso le previsioni sugli impianti "minimi", ritenendo che l'Autorità nella definizione dei criteri per l'individuazione di detti impianti abbia "... indirizzato il potere programmatico delle Regioni, avocandosi un potere di direttiva attribuito allo Stato, che il legislatore non ha inteso delegarle ..." e che "Solo dopo l'adozione del Programma nazionale [per la gestione dei rifiuti] – con l'individuazione in quella sede dei criteri per la qualificazione degli impianti come minimi – l'ARERA avrebbe potuto (e dovuto) disciplinare l'ambito tariffario, secondo la competenza che le è attribuita dall'ordinamento".

Tale impostazione è stata confermata con la successiva delibera 3 marzo 2024, 72/2024/R/rif, adottata a valle di un processo di consultazione postuma, motivato da esigenze di urgenza della definizione delle regole operative di cui i soggetti interessati devono tenere conto nelle predisposizioni tariffarie per il biennio 2024-2025.

Inoltre, si evidenzia che, attraverso la citata delibera 7/2024/R/rif, l'Autorità ha proceduto all'aggiornamento dei parametri alla base del calcolo dei costi d'uso del capitale di cui al Titolo IV dell'MTR-2.

Con riferimento all'aggiornamento biennale (2024-2025) dell'MTR-2, il comma 9.2 della delibera 389/2023/R/rif rinviava a una successiva determina del Direttore della Direzione tariffe e corrispettivi ambientali (DTAC) la definizione delle modalità operative per la predisposizione e la trasmissione dei dati e degli atti, redatti secondo schemi tipizzati, che costituiscono l'aggiornamento della proposta tariffaria per gli anni 2024 e 2025.

Con la determina 6 novembre 2023, 1/DTAC/2023, l'Autorità, in primo luogo, ha dunque approvato gli schemi tipo degli atti costituenti la proposta tariffaria per il servizio integrato dei rifiuti, ossia il *tool* di calcolo³ comprensivo dello schema di piano economico-finanziario di aggiornamento tariffario biennale 2024-2025, della relazione di accompagnamento e delle dichiarazioni di veridicità per i gestori di diritto privato e per i gestori di diritto pubblico, nonché le modalità operative per la loro trasmissione tramite apposita procedura informatizzata via web, in un'area *extranet* dedicata.

In secondo luogo, con la determina 16 aprile 2024, 2/DTAC/2024, l'Autorità ha approvato gli schemi tipo degli atti costituenti la proposta tariffaria del biennio 2024-2025 per gli impianti di trattamento, prevedendo, anche in questo caso, lo schema del piano economico-finanziario⁴, della relazione di accompagnamento e della dichiarazione di veridicità del gestore, nonché le relative modalità di trasmissione attraverso procedura informatizzata via web, in una apposita area *extranet*.

In tale occasione, l'Autorità ha fornito altresì indicazioni in merito ad alcuni aspetti applicativi dell'MTR-2 relativi alla 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", anche in coerenza con quanto chiarito dalla determina 4 novembre 2021, 02/DRIF/2021, con riferimento alle predisposizioni per il servizio integrato dei rifiuti relative al periodo 2022-2025.

³ Con il comunicato 10 ottobre 2023, l'Autorità ha reso disponibile una versione *preview* del *tool* di calcolo, richiedendo contestualmente l'invio di eventuali contributi e commenti, allo scopo di acquisire elementi utili.

⁴ Con il comunicato 19 marzo 2024, in ottica di semplificazione e di minimizzazione degli oneri amministrativi, l'Autorità ha reso disponibile una versione *preview* del file "PEF Impianti 2024-2025" per fornire un'occasione di verifica della modulistica e richiedendo contestualmente l'invio di eventuali contributi e commenti, allo scopo di acquisire elementi utili all'elaborazione della versione definitiva del file in parola.

Approvazioni tariffarie ai sensi del Metodo tariffario rifiuti (MTR-2 e aggiornamento biennale 2024-2025)

Con riferimento al servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, nel corso del 2024 è iniziata l'attività di istruttoria e approvazione dell'aggiornamento tariffario biennale 2024-2025 dei piani economico-finanziari quadriennali relativi al periodo 2022-2025 ed è proseguita quella sulle predisposizioni non ancora interessate da approvazione da parte dell'Autorità con riferimento al secondo periodo regolatorio 2022-2025 (MTR-2), nonché relativamente alle annualità 2020 e 2021 (anni in cui vigeva il primo metodo tariffario, MTR⁵). Il processo ha interessato sia comuni di dimensione significativa (in termini di popolazione residente), sia realtà di minori dimensioni⁶.

Le interlocuzioni con gli Enti territorialmente competenti sono divenute ancora più articolate, per assicurare l'adeguata valutazione delle componenti tariffarie previste dall'MTR, dall'MTR-2 e dal relativo aggiornamento biennale. In particolare, sono di frequente state oggetto di ulteriori approfondimenti:

- la rendicontazione e l'intercettazione degli effetti già considerati nei casi di valorizzazione, nel 2020, 2021, 2022 e 2023 (ove siano stati impiegati i relativi dati di bilancio), delle componenti di costo di natura previsionale previste dall'MTR-2 e dall'MTR, in particolare con riferimento ai costi operativi incentivanti (COI) e ai costi per l'adeguamento agli standard definiti dal TQRIF⁷ (CQ);
- la valorizzazione delle citate componenti di costo di natura previsionale COI e CQ per il 2024 e il 2025;
- la composizione delle componenti di conguaglio RCtot, in particolare con riferimento alla valorizzazione del recupero del conguaglio riconducibile agli scostamenti tra i costi riconosciuti in sede di prima approvazione della predisposizione tariffaria 2022-2025, con riguardo all'annualità 2023, e quelli riquantificabili considerando il tasso di inflazione pari a $I^{2023}=4,5\%$, individuato dalla determina 6 novembre 2023, 1/DTAC/2023;
- la stratificazione dei cespiti rilevanti per l'erogazione del servizio integrato;
- il rinvio alle annualità successive delle quote di costo eccedenti il limite alla crescita annuale delle entrate tariffarie in una specifica annualità, e la rimodulazione, entro od oltre il periodo regolatorio, delle componenti di conguaglio;
- la quantificazione dell'indicatore H_a , per il monitoraggio del grado di copertura dei costi efficienti della raccolta differenziata;
- la valorizzazione del coefficiente $Y_{2,a}$ – sul livello di efficacia delle attività di preparazione per il riutilizzo e il riciclo – in coerenza con il valore assunto dal macro-indicatore "Efficacia dell'avvio a riciclaggio delle frazioni soggette agli obblighi di responsabilità estesa del produttore" (R1)⁸.

La tavola 8.1 sintetizza le principali informazioni sulle predisposizioni tariffarie approvate dall'Autorità con riferimento ai quattro piani economico-finanziari 2020, 2021, 2022-2025 e aggiornamento biennale 2024-2025⁹: 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 18,5 milioni di abitanti; il corrispondente dato per il 2021 è di

5 Delibera 31 ottobre 2019, 443/2019/R/rif, e relativo Allegato A.

6 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).

7 Delibera 18 gennaio 2022, 15/2022/R/rif, e relativo Allegato A.

8 Di cui all'art. 6 dell'Allegato A alla delibera 3 agosto 2023, 387/2023/R/rif. Si rammenta che può configurarsi una valutazione soddisfacente del coefficiente $Y_{2,a}$ per valori di R1 maggiori o uguali a 0,85.

9 I dati riportati sono aggiornati al 25 febbraio 2025.

poco superiore a 17 milioni di abitanti; per il quadriennio 2022-2025, infine, sono interessati circa 13,5 milioni di abitanti, di cui 3,7 milioni anche dall'aggiornamento biennale 2024-2025.

Il numero di ambiti tariffari è di 472 per il 2020, mentre quello dei comuni che afferiscono a tali ambiti è prossimo a 650. I corrispondenti dati per il 2021 mostrano 374 ambiti tariffari e 580 comuni, mentre per il 2022 gli ambiti sono 165 e i comuni afferenti sono circa 370; infine, per l'aggiornamento biennale 2024-2025 sono più di 70 ambiti per circa 160 comuni.

I gestori per cui sono state approvate una o più predisposizioni tariffarie sono più di 530 per il 2020, circa 440 per il 2021, più di 220 per il 2022-2025 e più di 80 per l'aggiornamento biennale 2024-2025.

TAV. 8.1 *Stato delle approvazioni delle predisposizioni tariffarie 2020, 2021, 2022-2025 e aggiornamento biennale 2024-2025*

ANNUALITÀ DI RIFERIMENTO DEL PEF	NUMERO ENTI TERRITORIALMENTE COMPETENTI	NUMERO AMBITI TARIFFARI	NUMERO GESTORI	POPOLAZIONE SERVITA (MILIONI DI ABITANTI)	NUMERO COMUNI SERVITI
2020	99	472	534	18.499.433	649
2021	77	374	439	17.117.033	580
2022	67	165	225	13.685.810	372
2023	67	165	222	13.685.810	372
2024 (aggiornamento)	13	73	82	3.874.728	158
2025 (aggiornamento)	13	73	81	3.874.728	158

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, circa il 15% abbia una popolazione compresa tra 50.000 abitanti e 200.000 abitanti, e circa il 5% una popolazione superiore a 200.000 abitanti. Per il 2022, le quote corrispondenti alle tre classi dimensionali sopra menzionate valgono, rispettivamente, 65%, 27% e 8%. Da ultimo, anche con riferimento all'aggiornamento biennale 2024-2025 è finora preponderante la quota di ambiti tariffari di piccola dimensione.

TAV. 8.2 *Dimensione, in termini di popolazione, degli ambiti tariffari oggetto di approvazione*

CLASSE DIMENSIONALE (ABITANTI)	ANNUALITÀ 2020	ANNUALITÀ 2021	ANNUALITÀ 2022-2023	ANNUALITÀ 2024-2025 (AGGIORNAMENTO)
Fino a 50.000	387	294	107	60
Da 50.001 a 200.000	72	67	45	7
Più di 200.000	13	13	13	6
TOTALE	472	374	165	73

Fonte: ARERA.

Massimi 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 (di seguito: ETC) o all'organismo competente (di seguito: OC). 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-2¹⁰ e confermati anche in sede di aggiornamento biennale per il biennio 2024-2025.

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'ETC o l'OC, 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.

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 ETC/OC 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 richiamata legge n. 481/1995.

¹⁰ La procedura di approvazione tariffaria – delineata nell'art. 7 della delibera 363/2021/R/rif e confermata nella delibera 389/2023/R/rif di aggiornamento biennale (2024-2025) dell'MTR-2 – 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.

Sulla base del quadro regolatorio sopra rappresentato, l'Autorità, nel corso del 2024, ha ricevuto segnalazioni di inerzia relative a predisposizioni tariffarie concernenti il servizio di gestione dei rifiuti urbani per 103 ambiti tariffari e, a seguito di apposita istruttoria, ha provveduto a intimare (ai sensi del richiamato art. 9.3) 4 gestori operanti, su un totale di 93, dei predetti ambiti tariffari¹¹. Tutti i gestori intimati con i citati provvedimenti risultano avere ottemperato all'obbligo di trasmissione della documentazione.

Sistemi di perequazione

L'Autorità, con la delibera 3 agosto 2023, 386/2023/R/rif, ha istituito, a decorrere dal 1° gennaio 2024, le componenti perequative per il settore rifiuti, espresse in euro/utenza per anno, che si applicano a tutte le utenze del servizio di gestione dei rifiuti urbani in aggiunta al corrispettivo dovuto per la TARI o per la tariffa corrispettiva; le componenti sono funzionali alla copertura dei costi relativi alla gestione dei rifiuti accidentalmente pescati o volontariamente raccolti – anche attraverso campagne di pulizia – in mare, nei laghi, nei fiumi e nelle lagune (UR_{1,a}) e alla compensazione di gestori interessati per le eventuali agevolazioni tariffarie riconosciute agli utenti di forniture situate nelle zone colpite da eventi eccezionali e calamitosi (UR_{2,a}).

I sistemi di perequazione consentono la socializzazione di talune tipologie di costo o la compensazione di mancati ricavi come individuati dalla legge e consistono in meccanismi di raccolta di fondi a mezzo di specifiche componenti perequative applicate all'utenza del servizio. Tali fondi sono versati alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) e, attraverso il meccanismo perequativo delineato, sono redistribuiti ai soggetti che hanno sostenuto i costi/mancati ricavi oggetto di socializzazione.

Analogamente a quanto avviene negli altri settori regolati, è previsto che il versamento da parte di CSEA ai soggetti beneficiari sia subordinato a talune condizionalità, che prevedono l'iscrizione dei medesimi beneficiari alle anagrafiche dell'Autorità e della CSEA, nonché il rispetto delle disposizioni specifiche indicate per i meccanismi perequativi e la regolarità del gestore nei versamenti a CSEA dei contributi a favore del sistema, ove di competenza.

A seguito di verifica prevista ai sensi dell'art. 3 della delibera 386/2023/R/rif, nel corso del 2024 CSEA ha pubblicato sul proprio sito internet¹² le modalità operative in base alle quali i soggetti provvedono alla comunicazione dei dati e delle informazioni, nonché ai versamenti sui menzionati conti.

11 Si tratta dei provvedimenti di intimazione di cui alla delibera 19 marzo 2024, 97/2024/R/rif, e alla delibera 26 marzo 2024, 110/2024/R/rif.

12 Vedasi in particolare la circolare n. 59/2024/RIF – CSEA e i chiarimenti applicativi pubblicati sul sito internet di CSEA: <https://www.csea.it/settore-rifiuti>.

Qualità del servizio

Aggiornamento della qualità tecnica nel settore dei rifiuti urbani e della delibera 18 gennaio 2022, 15/2022/R/rif

Con la delibera 28 gennaio 2025, 23/2025/R/rif, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'aggiornamento della regolazione sulla qualità tecnica nel settore dei rifiuti urbani, di cui alla delibera 3 agosto 2023, 387/2023/R/rif. Nell'ambito del medesimo procedimento saranno valutati anche affinamenti alla delibera 18 gennaio 2022, 15/2022/R/rif, recante l'introduzione della "Regolazione della qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani" con l'avvenuta adozione del "Testo unico per la regolazione della qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani" (TQRIF). Al riguardo, nel corso del 2024 l'Autorità ha proseguito la sua attività di monitoraggio degli obblighi di servizio e degli indicatori della qualità previsti dalla delibera 18 gennaio 2022, 15/2022/R/rif, apportando migliorie alla raccolta dati di qualità contrattuale e tecnica relativa all'anno 2024 prevista ai sensi dell'art. 58 del TQRIF, finalizzate alla sistematizzazione e semplificazione degli obblighi informativi in capo ai gestori.

L'intervento si pone l'obiettivo di promuovere la graduale transizione delle diverse gestioni verso sistemi con maggiore rendimento ambientale e minori potenziali impatti, in linea con i target eurounitari e con gli elementi caratterizzanti tali sistemi individuati dal PNGR¹³.

In particolare, si prevede di integrare l'attuale set di indicatori introdotti con la richiamata delibera 387/2023/R/rif, al fine di:

- promuovere ulteriormente l'incremento della qualità della raccolta differenziata e l'innovazione tecnologica degli impianti di trattamento, contribuendo in particolare ad accrescere la disponibilità di materiale recuperato di buona qualità per il successivo impiego nelle filiere produttive;
- rafforzare gli incentivi per le scelte di programmazione a livello locale coerenti con la gerarchia dei rifiuti e con i *target* eurounitari;
- ridurre ulteriormente l'impatto ambientale del servizio di gestione dei rifiuti, tenuto conto degli effetti negativi sull'ambiente derivanti da una raccolta differenziata di bassa qualità, nonché dal conferimento dei rifiuti presso impianti di trattamento poco efficienti e dall'impiego di mezzi a combustibili non sostenibili;
- aumentare la consapevolezza e la responsabilizzazione dei diversi soggetti che, con i propri comportamenti e le scelte organizzative e gestionali effettuate, contribuiscono alla corretta gestione dei rifiuti.

¹³ Approvato con il decreto ministeriale 24 giugno 2022, n. 257.

Definizione di regole uniformi e schemi tipo per la regolazione dei rapporti tra enti affidanti e soggetti gestori

Schema tipo di bando di gara

Nel corso del 2024 l'Autorità ha completato il procedimento¹⁴ volto alla definizione dello schema tipo di bando di gara per l'affidamento del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani, a valle dell'adozione del documento per la consultazione 7 novembre 2023, 514/2023/R/rif, e del documento per la consultazione 29 ottobre 2024, 450/2024/R/rif, con cui sono stati illustrati gli orientamenti finali.

In particolare, l'Autorità, con la delibera 27 dicembre 2024, 596/2024/R/rif, ha approvato lo schema tipo di bando di gara. Tale provvedimento:

- trova applicazione in tutte le procedure a evidenza pubblica avviate a far data dal 1° gennaio 2026 e finalizzate alla selezione degli operatori che, all'esito della gara, si configurino come "gestore integrato" o "gestore" del servizio secondo le definizioni contenute nella metodologia tariffaria *pro tempore* vigente, nonché nelle procedure di affidamento a società mista (limitatamente agli aspetti concernenti la selezione del soggetto privato di cui al decreto legislativo 19 agosto 2016, n. 175);
- definisce un nucleo di regole comuni e uniformi a livello nazionale, elaborate in coerenza con gli strumenti previsti dalla vigente regolazione in materia tariffaria e di qualità del servizio, volte a favorire – grazie al coordinamento di tutti i profili rilevanti in un quadro di semplificazione complessiva – una più efficace espressione delle dinamiche competitive, nonché a promuovere la spinta all'innovazione necessaria per raggiungere gli obiettivi ambientali e di qualità dettati dalla normativa eurounitaria e nazionale, salvaguardando al contempo il principio di auto-organizzazione degli enti preposti all'affidamento;
- stabilisce i contenuti minimi regolatori dei bandi di gara introducendo, in particolare, specifiche misure relativamente ai seguenti profili sinteticamente riportati:
 - Documentazione di gara, stabilendo alcune indicazioni in merito alla predisposizione degli atti costituenti tale documentazione;
 - Durata, richiamando le attribuzioni degli Enti territorialmente competenti (di seguito: ETC) in ordine alla determinazione della durata degli affidamenti nel rispetto dei criteri posti dalla normativa *pro tempore* vigente;
 - Condizioni di partecipazione, citando i parametri normativi sottesi all'applicazione dei requisiti di ordine generale e speciale e specificando che, per la dimostrazione del possesso di adeguate capacità tecniche e professionali, l'ETC può richiedere, salvaguardando comunque il principio di massima partecipazione alla gara, l'evidenza del passato svolgimento di servizi analoghi a quelli oggetto di affidamento;
 - Valore dell'affidamento, specificando che il valore dell'affidamento determinato dall'ETC e indicato nel PEFA di gara è elaborato a partire dall'ultimo PEF approvato, sulla base delle ipotesi di sviluppo attese dal nuovo affidamento;

¹⁴ Tale procedimento è stato avviato con la delibera 14 febbraio 2023, 50/2023/R/rif, per ottemperare alla previsione di cui all'art. 7, comma 2, del decreto legislativo n. 201/2022 secondo cui le Autorità di regolazione predispongono "[...] schemi di bandi di gara e schemi di contratti tipo secondo quanto disposto dalle discipline di settore".

- Criterio di aggiudicazione e disciplina dell'offerta, esplicitando il criterio di aggiudicazione dell'offerta economicamente più vantaggiosa secondo il migliore rapporto qualità/prezzo – con un tetto massimo al punteggio attribuibile all'offerta economica pari al 30% – e, al fine di favorire la presentazione di offerte finalizzate ad apportare migliorie al servizio, prevedendo la facoltà (qualora gli strumenti ordinariamente previsti dalla disciplina sui contratti pubblici non forniscano indicazioni adeguate alla massima promozione di innovazione e di qualità nell'ambito della procedura) per l'ETC di introdurre l'opzione della doppia offerta, che contempra non solo offerte che presentino miglioramenti dei profili tecnici con riduzioni dei costi rispetto a quelli posti a base di gara, ma anche offerte che prevedano miglioramenti dei profili tecnici con possibili incrementi dei costi a base di gara;
- Criteri di valutazione della parte tecnica dell'offerta, prospettando un'organizzazione dei criteri di valutazione in più categorie (A. Programmazione posta a base di gara; B. Progettazione e struttura tecnico-gestionale oggetto di offerta; C. Ulteriori miglioramenti relativi ai profili tecnico-gestionali; D. Eventuali punteggi ulteriori in presenza di un *track record* regolatorio e ambientale positivo) per tenere conto dei diversi aspetti che attengono ai profili tecnici, qualitativi, ambientali e innovativi delle offerte;
- Criteri di valutazione della parte economica dell'offerta, indicando i parametri previsti dalla metodologia tariffaria *pro tempore* vigente da utilizzarsi per la valutazione economica e, in particolare, il coefficiente di recupero della produttività (X_a), il coefficiente connesso al miglioramento previsto della qualità e delle caratteristiche delle prestazioni erogate agli utenti (QL_a), il coefficiente connesso alle modifiche del perimetro gestionale con riferimento ad aspetti tecnici e/o operativi (PG_a) e gli specifici Costi operativi incentivanti, di natura previsionale, destinati alla copertura degli oneri attesi relativi al conseguimento di *target* ($COI_{TV,a}^{exp}$) e ($COI_{TF,a}^{exp}$);
- Misure specifiche per il partenariato pubblico-privato istituzionale, introducendo elementi specifici per l'aggiudicazione e valorizzazione delle offerte tecniche ed economiche.

Ricognizione delle articolazioni dei corrispettivi

Tra gli obiettivi strategici per il quadriennio 2022-2025, l'Autorità ha indicato quello di *"Riconoscere i costi efficienti del servizio di gestione dei rifiuti e determinare le tariffe alla luce del paradigma della Circular Economy"* (OS. 17), proponendosi di attuare, nel biennio 2024-2025, una *"revisione dell'attuale disciplina in materia di corrispettivi applicati agli utenti, in merito ai criteri di ripartizione delle entrate tariffarie tra utenze domestiche e non domestiche, anche favorendo il passaggio graduale alla tariffazione puntuale (con la finalità di introdurre sistemi di tariffazione che forniscano adeguati segnali di prezzo agli utenti, in ossequio al principio comunitario del 'pay-as-you-throw', con effetti positivi anche in termini di prevenzione della produzione di rifiuti)"*. Pertanto, anche alla luce della significativa variabilità dei costi sottesi del servizio integrato come risultante dalle predisposizioni tariffarie trasmesse all'Autorità per il secondo periodo regolatorio, nonché in considerazione di un'eterogeneità potenzialmente ampia delle regole di articolazione tariffaria adottate, con la delibera 6 febbraio 2024, 41/2024/R/rif, l'Autorità ha avviato un'indagine conoscitiva sui criteri di articolazione dei corrispettivi applicati nel servizio di gestione dei rifiuti urbani, al fine di acquisire puntuali informazioni da cui derivare indicazioni utili per un successivo intervento di primo riordino sulla materia.

In particolare, anche allo scopo di identificare possibili aree di razionalizzazione e di superamento di eventuali difformità nell'allocazione dei costi nell'ambito della struttura dei corrispettivi, l'Autorità, nella citata delibera, ha previsto di raccogliere informazioni in merito ai seguenti principali elementi:

- il regime di prelievo applicato, se tributo o tariffa avente natura di corrispettivo, nonché il grado di diffusione dei sistemi di tariffazione puntuale rispetto a metodi di natura presuntiva¹⁵;
- i criteri di ripartizione utilizzati per suddividere tra le categorie di utenza domestica e non domestica i costi del servizio da coprire attraverso la tariffa;
- i valori adottati dei coefficienti di adattamento K_a e K_b per l'attribuzione rispettivamente della parte fissa e della parte variabile della tariffa alle utenze domestiche e, analogamente, i valori del coefficiente potenziale di produzione K_c e del coefficiente di produzione K_d , rispettivamente per l'attribuzione della parte fissa e della parte variabile della tariffa alle utenze non domestiche, ai sensi dell'art. 4 dell'Allegato 1 del DPR n. 158/1999;
- l'attuale sviluppo e le diverse soluzioni eventualmente adottate di misurazione puntuale della quantità di rifiuti prodotti, nonché le modalità di identificazione dell'utenza per l'attribuzione puntuale delle quantità di rifiuti conferiti, eventualmente anche in caso di utenze aggregate;
- le caratteristiche dell'articolazione dei corrispettivi in caso di adozione di tariffazione puntuale e i criteri di allocazione dei costi nella struttura articolata alle utenze;
- ulteriori informazioni sull'organizzazione del servizio di raccolta dei rifiuti.

Al fine di raccogliere in modalità standardizzata i relativi dati, con riferimento a ciascun ambito tariffario (comunale o pluricomunale)¹⁶, nonché gli elementi di valutazione utili per lo svolgimento degli approfondimenti ritenuti necessari, è stata avviata, in data 30 aprile 2024, la raccolta dati "Riconoscimento delle articolazioni dei corrispettivi del settore rifiuti", con distinto riferimento sia all'anno 2022 sia all'anno 2023, rivolta ai gestori che svolgessero, alla data di apertura della raccolta, l'attività di "gestione tariffe e rapporto con gli utenti" del servizio di gestione dei rifiuti urbani. La trasmissione delle informazioni richieste è stata consentita, secondo le modalità operative illustrate nei comunicati 18 aprile 2024¹⁷ e 30 aprile 2024¹⁸, esclusivamente tramite raccolta online su sistema telematico basato sulla compilazione di maschere web, a cui i gestori potevano accedere solo previo accreditamento all'Anagrafica Operatori e previa compilazione dell'Anagrafica territoriale rifiuti (ATRIF)¹⁹, al fine di poter disporre di una base informativa completa e coerente.

Alla data del 4 novembre 2024, risultavano trasmessi a portale i dati e le informazioni relativi a 4.019 ambiti tariffari per il 2023 e a 3.928 ambiti tariffari per il 2022, corrispondenti a una popolazione servita pari rispettivamente al 68% e al 64% dell'intera popolazione italiana, pur riscontrandosi un grado di copertura disomogeneo tra le diverse aree geografiche e tra le singole regioni, con un tasso di rappresentatività maggiore per l'area Centro-Nord del Paese. I dati e le informazioni riferiti ai suddetti ambiti tariffari sono stati trasmessi, nella quasi totalità dei casi, da soggetti coincidenti con singoli comuni in qualità di responsabili dell'attività di "gestione tariffe e rapporto con gli utenti",

15 Quattro sono i regimi di prelievo applicabili: TARI tributo presuntiva c.d. "monomia" ai sensi del c. 652, art. 1, della legge 27 dicembre 2013, n. 147, in alternativa ai criteri delineati nel DPR n. 158/1999; TARI tributo presuntiva c.d. "binomia" ai sensi del c. 651, art. 1, della medesima legge, con obbligatorio riferimento ai criteri di cui al citato DPR; TARI tributo puntuale, ai sensi del medesimo c. 651, con riferimento ai criteri di calibratura individuale e misurazione delle quantità indicati nel DPR n. 158/1999; Tariffa puntuale corrispettiva, ai sensi del c. 668, art. 1, della citata legge n. 147/2013, applicata e riscossa dal soggetto affidatario del servizio di gestione dei rifiuti urbani.

16 Ovvero il territorio, coincidente con un singolo comune o esteso su più comuni, sul quale si applica la medesima articolazione tariffaria.

17 V. <https://www.arera.it/comunicati-operatore/dettaglio/riconoscimento-delle-articolazioni-dei-corrispettivi-del-settore-rifiuti-24>.

18 V. <https://www.arera.it/comunicati-operatore/dettaglio/riconoscimento-delle-articolazioni-dei-corrispettivi-rifiuti-24>.

19 Si rimanda alla delibera 15 giugno 2023, 263/2023/E/rif, recante "Obblighi di comunicazione per l'implementazione dell'Anagrafica territoriale del servizio di gestione dei rifiuti urbani, anche ai fini dell'applicazione del bonus sociale rifiuti per gli utenti domestici economicamente svantaggiati e dei sistemi perequativi nel settore dei rifiuti urbani", con la quale l'Autorità ha previsto, per gli Enti territorialmente competenti e i gestori delle attività di raccolta e trasporto, spazzamento e lavaggio delle strade e gestione tariffe e rapporto con gli utenti, l'obbligo di comunicare e mantenere costantemente aggiornate le informazioni validate contenute.

ciascuno per il proprio rispettivo territorio, ennesima conferma dell'estrema frammentarietà gestionale che connota profondamente il settore, pur rilevando la presenza, nel campione, di 21 ambiti pluricomunali, comprendenti più di 500 comuni, corrispondenti a quasi il 6% della popolazione complessiva dell'intero campione.

Le prime elaborazioni condotte hanno evidenziato, per quanto riguarda la diffusione a livello territoriale dei diversi regimi, l'assoluta prevalenza del regime di TARI tributo presuntiva binomia in tutte le aree del Paese, ad eccezione del Nord-Est, dove il regime di tariffazione puntuale (in particolare la tariffa corrispettiva) quasi pareggia il regime presuntivo, mentre nel Sud e nelle Isole le esperienze di tariffa puntuale risultano ad oggi molto limitate. Con riferimento specifico alla tariffazione puntuale, per gli ambiti gestiti in tale regime (e in misura maggiore, in caso di tariffa corrispettiva) emergono performance migliori in termini di percentuale di raccolta differenziata, confermando tale regime quale strumento efficace per orientare il comportamento degli utenti verso la *"separazione alla fonte dei rifiuti riciclabili e (...) la riduzione dei rifiuti indifferenziati"*, in coerenza con le indicazioni espresse dalla direttiva europea 2018/851/UE.

Nel complesso, le elaborazioni svolte hanno confermato l'esistenza di una significativa eterogeneità nei criteri di articolazione adottati a livello nazionale, in termini, per esempio, di elevata variabilità riscontrata sia nella relativa incidenza della quota fissa e della quota variabile delle entrate tariffarie articolate all'utenza, sia nella ripartizione delle medesime entrate alle due categorie di utenza domestica e non domestica, con utilizzo frequente di criteri, qualora esplicitati, generici o basati su stime e parametri presuntivi, con esiti quindi molto variegati, nonché con potenziali effetti distorsivi nell'allocazione dei costi nell'ambito della struttura dei corrispettivi e tra le diverse categorie di utenza. Tali analisi sono state oggetto di ulteriori approfondimenti condotti nell'ambito dell'indagine conoscitiva in oggetto, conclusasi con la delibera 11 febbraio 2025, 43/2025/R/rif, anche al fine di individuare aree di intervento prioritarie per un successivo primo provvedimento di riordino in materia di articolazione dei corrispettivi nel servizio di gestione dei rifiuti urbani, rafforzando l'aderenza al principio cardine europeo del *"pay as you throw"* e l'applicazione di regole uniformi a livello nazionale. Il citato procedimento è stato quindi avviato con la delibera 18 febbraio 2025, 56/2025/R/rif.

Definizione di direttive per la separazione contabile e amministrativa

La legge 27 dicembre 2017, n. 205, nell'assegnare all'Autorità funzioni di regolazione e controllo in materia di rifiuti urbani, ha assegnato, tra gli altri, il compito di emanare direttive per la separazione contabile e amministrativa della gestione. Con la delibera 30 gennaio 2024, 27/2024/R/rif, pertanto, l'Autorità ha avviato il procedimento per lo sviluppo di tali direttive, con i primari obiettivi di favorire l'efficienza e promuovere la concorrenza nell'erogazione dei servizi nel settore dei rifiuti urbani, mediante una corretta disaggregazione dei costi ammissibili ai riconoscimenti tariffari, nonché la separazione dei costi fra le attività regolate e quelle libere.

Allo stesso tempo, l'Autorità ha previsto che, nello sviluppo delle direttive, si tenga conto, da un lato, delle peculiarità del settore dei rifiuti urbani e, dall'altro, dell'esigenza di contenere gli oneri amministrativi sia in relazione agli obblighi posti in capo ai gestori, sia in relazione alle attività di controllo in capo agli Enti territorialmente competenti e all'Autorità. La chiusura del procedimento è prevista per il 30 giugno 2025.



CAPITOLO

9



MERCATI *RETAIL*

SETTORIALE

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 (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, dal 1° gennaio 2023 per le microimprese¹ e dal 1° luglio 2024 per i clienti domestici non vulnerabili.

Con riferimento ai clienti domestici classificati come vulnerabili, il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210 (di seguito: decreto legislativo n. 210/2021), come successivamente modificato dal decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, ha disposto che, a decorrere dalla data di cessazione del servizio di maggior tutela, questi abbiano diritto a essere riforniti di energia elettrica, nell'ambito del servizio di vulnerabilità, secondo le condizioni disciplinate dall'Autorità e a un prezzo che riflette il costo dell'energia elettrica nel mercato all'ingrosso e i costi efficienti delle attività di commercializzazione del servizio medesimo, determinati sulla base di criteri di mercato. I relativi esercenti dovranno essere selezionati tramite apposite procedure concorsuali disciplinate dall'Autorità.

Nelle more dell'adozione delle predette misure a favore dei clienti vulnerabili di cui al decreto legislativo n. 210/2021, il decreto-legge 6 novembre 2021, n. 152, convertito con legge 29 dicembre 2021, n. 233, ha prorogato transitoriamente il servizio di maggior tutela anche per questi clienti.

I clienti non domestici che si trovano senza un fornitore nel mercato libero sono riforniti, ai sensi della legge n. 124/2017, rispettivamente nel servizio a tutele graduali per le piccole imprese, qualora siano piccole imprese titolari di punti connessi in bassa tensione ovvero microimprese titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW connesso in bassa tensione, nel servizio a tutele graduali per le microimprese, qualora siano microimprese titolari solamente di punti di prelievo con potenza contrattualmente impegnata fino a 15 kW connessi in bassa tensione, e nel servizio di salvaguardia nei restanti casi.

¹ Ai sensi dell'art. 2 della direttiva (UE) 2019/944 rientrano in questa categoria le imprese aventi al massimo 10 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 2 milioni di euro.

A partire dal 1° luglio 2024, i clienti domestici non vulnerabili per i quali è cessato il servizio di maggior tutela sono riforniti nel servizio a tutele graduali loro destinato qualora non risultino titolari di un contratto nel libero mercato.

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.

La recente legge 16 dicembre 2024, n. 193 (di seguito: legge n. 193/2024) ha da ultimo previsto che i clienti domestici vulnerabili hanno la facoltà di chiedere, entro il 30 giugno 2025, l'accesso al servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili e ha attribuito all'Autorità il compito di stabilire, entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore della stessa legge, le modalità di attuazione delle richiamate disposizioni normative, ivi incluse quelle concernenti l'attestazione circa la sussistenza dei requisiti di vulnerabilità di cui al medesimo art. 11, comma 1, del decreto legislativo n. 210/2021, dandone evidenza nel proprio sito internet istituzionale.

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.

Nell'ambito dei consueti aggiornamenti trimestrali, a partire dal 1° gennaio 2017³ le condizioni economiche del servizio sono definite secondo una logica che mira a rendere le caratteristiche del servizio di maggior tutela sempre più coerenti con quelle del 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 di dispacciamento relativa alla quantificazione degli elementi PE e PD.

² Sentenza della Corte di giustizia europea – Grande Sezione, 20 aprile 2010, procedimento C-265/08.

³ In applicazione della delibera 4 novembre 2016, 633/2016/R/eel.

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 2024, con la delibera 28 dicembre 2023, 626/2023/R/eel;
- per il trimestre aprile-giugno 2024, con la delibera 28 marzo 2024, 111/2024/R/eel;
- per il trimestre luglio-settembre 2024, con la delibera 27 giugno 2024, 261/2024/R/eel;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2024, con la delibera 27 settembre 2024, 382/2024/R/eel.

Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, si rimanda al Capitolo 2 del Volume I.

Con riferimento ai costi di commercializzazione al dettaglio, con la delibera 27 giugno 2024, 262/2024/R/eel, sono stati aggiornati, con decorrenza 1° luglio 2024, 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;
- della componente DISPBT, a copertura del gettito relativo ai meccanismi di cui agli articoli 18, 19, 20 e 21 del TIV.

A seguito dell'avvio dell'erogazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili da parte dei soggetti selezionati a mezzo di procedura concorsuale a partire dal mese di luglio 2024 e degli analoghi servizi per le piccole imprese e le microimprese a partire, rispettivamente, dal mese di luglio 2021 e dal mese di aprile 2023, la determinazione dei predetti corrispettivi ha riguardato i soli clienti domestici vulnerabili.

Con la richiamata delibera 262/2024/R/eel, l'Autorità ha in parte rivisto le modalità di definizione della componente RCV, in ragione del nuovo ambito di applicazione del servizio di maggior tutela, 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, con riferimento ai costi operativi diversi dagli oneri per morosità, è stata rivista la modalità di determinazione del livello dei costi riconosciuti in ragione della consistente riduzione del perimetro di clienti riforniti in maggior tutela e della maggiore incidenza dei costi fissi (rispetto ai costi totali) sostenuti dagli esercenti la maggior tutela, non immediatamente comprimibili, in esito all'uscita massiva dei clienti domestici non vulnerabili dal servizio di maggior tutela a partire dal 1° luglio 2024, pur mantenendo in capo agli esercenti medesimi un incentivo all'efficientamento dei propri costi. Per tali quantificazioni sono stati presi a riferimento i valori di costo iscritti nel bilancio di esercizio di competenza 2022, 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, 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.

Sono stati invece confermati gli altri aspetti della quantificazione della componente RCV, in particolare la differenziazione delle componenti di remunerazione degli esercenti la maggior tutela sulla base della dimensione degli stessi, prevedendo l'applicazione di tre distinte componenti: la componente RCV da riconoscere agli

esercenti societariamente separati che servono un numero rilevante di clienti finali (superiore a 10 milioni), la componente RCV_{sm} per gli altri esercenti societariamente separati e la componente RCV_i per gli esercenti non societariamente separati. Trova altresì conferma la differenziazione di ciascuna di queste componenti per zone territoriali (Centro-Nord e Centro-Sud), dipendente dal riconoscimento differenziato degli oneri della morosità, fenomeno che mostra andamenti diversificati sul territorio nazionale. In relazione alla quantificazione dei livelli delle singole componenti:

- per gli oneri relativi alla morosità, si è riconosciuto il livello di *unpaid ratio* a 24 mesi, differenziato per zona geografica, 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:
 - 0,33% per i clienti domestici, zona Centro-Nord;
 - 0,71% per i clienti domestici, zona Centro-Sud;
- 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 fare 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 28 novembre, 556/2023/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 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 all'8,2%; 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 parziale 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, che sono stati anch'essi rivisti in coerenza con il nuovo perimetro di clienti che ha diritto al servizio di maggior tutela. 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 e del meccanismo finalizzato a incentivare la diffusione della bolletta in formato dematerializzato. In merito a tali meccanismi, la delibera 262/2024/R/eel ne ha determinato i parametri e le modalità applicative per l'anno 2024. Con riferimento al meccanismo di 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, la delibera 262/2024/R/eel ne ha determinato i parametri e le modalità applicative per il periodo da gennaio 2023 a giugno 2024, quale ultimo periodo di applicabilità di tale meccanismo. In aggiunta a tali meccanismi, e in conseguenza delle nuove modalità di riconoscimento dei costi operativi, con la delibera 262/2024/R/eel e con la successiva delibera 10 dicembre 2024, 538/2024/R/eel, l'Autorità ha introdotto un meccanismo di adeguamento dei costi operativi degli esercenti la maggior tutela societariamente separati, valido per il solo anno 2024, che ha la finalità di assicurare, da un lato, un'adeguata remunerazione degli esercenti, qualora questi subiscano dei disequilibri legati alla massiccia uscita

dei clienti domestici non vulnerabili dal servizio di maggior tutela, e, dall'altro, di promuovere comportamenti virtuosi volti all'efficientamento dei costi.

Con riferimento al corrispettivo PCV, che a decorrere dal 1° luglio 2024 è applicato esclusivamente ai clienti domestici vulnerabili serviti in maggior tutela, la delibera 262/2024/R/eel ne ha rivisto le modalità di aggiornamento, ponendolo pari al valore medio della componente RCV riconosciuta agli esercenti la maggior tutela, ma mantenendone l'unicità a livello nazionale. Nella valorizzazione del corrispettivo PCV, l'Autorità ha infatti ritenuto corretto estrapolare dai segnali di prezzo emersi dalle aste per l'affidamento del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili – di cui in passato non si disponeva – delle indicazioni utili per la definizione del prezzo pagato dai clienti domestici vulnerabili riforniti in maggior tutela, di modo che tale prezzo possa essere coerente con quello che potrebbe offrire un venditore efficiente attivo nella vendita di energia elettrica in un contesto di mercato concorrenziale come quello delle aste in parola.

Infine, con riferimento alla componente DISPBT, la delibera 262/2024/R/eel ha fissato i nuovi valori in vigore a decorrere dal 1° luglio 2024 mantenendo la struttura già vigente costituita unicamente da una quota fissa (€/POD/anno) e commisurandola, in ragione della nuova modalità di determinazione dalla PCV sopra richiamata, alla necessità di gettito dei meccanismi di riconoscimento dei costi sostenuti dagli esercenti la maggior tutela, ulteriori rispetto a quelli coperti a mezzo della componente RCV, e prevedendone l'applicazione a tutti i clienti domestici serviti sia nel mercato libero sia nel servizio di maggior tutela.

Servizio di salvaguardia

Il servizio di salvaguardia è erogato dagli operatori individuati attraverso specifiche procedure di selezione, svolte sulla base degli indirizzi emanati dall'allora Ministro dello sviluppo economico, ora Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, su proposta dell'Autorità.

In prospettiva delle procedure concorsuali con cui sono stati selezionati gli attuali esercenti il servizio di salvaguardia, il decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 23 luglio 2024, n. 265 (di seguito: decreto ministeriale n. 265/2024) è intervenuto riordinando le disposizioni dei previgenti decreti ministeriali 23 novembre 2007 e 21 ottobre 2010, confermandone sostanzialmente il contenuto ma adeguandolo, sotto alcuni aspetti, a partire da gennaio 2025, sia alle modifiche della regolazione del servizio di dispacciamento, oggetto del Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE), sia alla rimozione dell'indice PUN, prevista dall'articolo 13 del decreto legislativo n. 210/2021, che rileva per la determinazione della componente del prezzo del servizio di salvaguardia a copertura dei costi di acquisto dell'energia.

In attuazione del novellato quadro normativo e regolatorio, per la selezione degli esercenti il servizio di salvaguardia per il biennio 2025/2026, l'Autorità, con la delibera 1° ottobre 2024, 388/2024/R/eel, ha sostanzialmente confermato la disciplina del servizio, rivedendo alcuni aspetti puntuali relativi alle condizioni di erogazione e alle modalità di affidamento dello stesso.

In particolare, la delibera 388/2024/R/eel ha:

- chiarito che, a partire dal 1° gennaio 2025, in concomitanza con il superamento del PUN, i clienti finali riforniti in salvaguardia continueranno a pagare corrispettivi del tutto analoghi a quelli attuali in quanto il prezzo pagato dal cliente finale a copertura dei costi di acquisto dell'energia sarà corrispondente alla media mensile per ciascuna fascia oraria del PUN Index GME (cioè della somma tra il prezzo del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica della corrispondente zona di mercato e la componente compensativa), maggiorato del parametro Ω offerto nell'ambito delle procedure concorsuali e differenziato per ciascuna area territoriale;
- rivisto parzialmente le aree territoriali di erogazione del servizio, pur nel rispetto dei criteri di identificazione di cui al decreto ministeriale n. 265/2024;
- rimosso alcuni dei requisiti di ammissione alle procedure concorsuali previsti per la precedente asta e che risultano coincidenti con quelli necessari ai fini dell'iscrizione di un'impresa nell'elenco venditori di energia elettrica di cui al decreto dell'allora Ministro della transizione ecologica 25 agosto 2022, n. 164 (di seguito: decreto ministeriale 164/2022);
- rivisto parzialmente il 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) reintroducendo, nella formula di quantificazione degli oneri riconosciuti, una penalizzazione in caso di limitata efficacia nel recupero crediti; penalizzazione che era stata temporaneamente rimossa dalla delibera 27 settembre 2022, 454/2022/R/eel in ragione del contesto di prezzi elevati in cui si sono svolte le procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio nel precedente biennio 2023-2024.

Il richiamato meccanismo di reintegrazione salvaguardia, originariamente istituito dal decreto ministeriale 21 ottobre 2010 e successivamente confermato dal decreto ministeriale 23 luglio 2024, 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 da 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 2025-2026 è disciplinato dal Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di ultima istanza (TIV). Diversamente, nel corso del 2024, con la delibera 5 novembre 2024, 462/2024/R/eel, l'Autorità ha quantificato i parametri rilevanti per la determinazione dell'ammontare di reintegrazione dell'anno 2022, con riferimento all'esercizio 2021-2022.

Il 25 novembre 2024 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 PUN Index GME, contri-

4 Approvato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (oggi ARERA) con delibera 4 agosto 2009, ARG/elt 107/09.

buisce 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	Enel Energia	11,89
Lombardia, Trentino-Alto Adige	Hera Comm	9,73
Veneto, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia	Hera Comm	11,71
Toscana, Marche, Sardegna	Hera Comm	9,42
Lazio, Umbria	Hera Comm	8,86
Campania, Abruzzo	Hera Comm	11,26
Puglia, Molise, Basilicata	Enel Energia	20,09
Calabria	Hera Comm	16,82
Sicilia	Hera Comm	12,32

Fonte: ARERA.

Servizio a tutele graduali per le piccole imprese – legge n. 124/2017

In attuazione delle disposizioni della 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 microimprese 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 fosse erogato da esercenti selezionati attraverso apposite procedure di gara e, a tal fine, ha:

- individuato le 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 econo-

mica 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 primo periodo di assegnazione del servizio pari a tre anni (intercorrente dal 1° luglio 2021 al 30 giugno 2024).

Inoltre, la successiva delibera 16 febbraio 2021, 53/2021/R/eel, ha stabilito che la copertura degli oneri relativi al meccanismo di reintegrazione dei crediti non recuperabili generati dai clienti non disalimentabili riforniti nel servizio a tutele graduali sia posta a carico di uno specifico corrispettivo di dispacciamento, di cui all'art. 25-ter del TIS, da valorizzare con successivo provvedimento.

In vista dell'approssimarsi del termine del primo periodo di assegnazione del servizio, l'Autorità è intervenuta con la delibera 2 aprile 2024, 119/2024/R/eel, confermando l'impianto regolatorio di cui alla delibera 491/2020/R/eel e rivedendo alcuni aspetti puntuali delle modalità di affidamento del servizio. In particolare:

- sono state modificate le aree di assegnazione del servizio;
- è stato ridotto il numero di aree territoriali di assegnazione del servizio;
- sono stati rimossi i requisiti di partecipazione alle procedure concorsuali che risultano già soddisfatti ai fini dell'iscrizione nell'elenco venditori di energia elettrica di cui al decreto del Ministero della transizione ecologica n. 164/2022;
- è stato previsto il ricorso a un'asta a turno unico (in luogo dell'asta a doppio turno usata per l'assegnazione del servizio nel triennio luglio 2021-giugno 2024), con aggiudicazione delle aree all'operatore che offra il prezzo più basso entro i limiti di un tetto massimo definito dall'Autorità.

L'attuale periodo di assegnazione del servizio terminerà il 31 marzo 2027.

Il 10 giugno 2024 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 (parametro β) che, sommato al valore del PUN Index GME e delle componenti aggiuntive, determina il prezzo di remunerazione del servizio per l'esercente.

TAV. 9.2 *Elenco dei soggetti esercenti il servizio a tutele graduali per le piccole imprese e valore del parametro β*

AREA GEOGRAFICA	OPERATORE	VALORE DEL PARAMETRO β (€/MWH)
Toscana, Calabria	Iren mercato	1,73
Lazio, Friuli-Venezia Giulia, Valle d'Aosta	A2A energia	2,84
Lombardia senza Milano	Enel Energia	-8,15
Piemonte, Emilia-Romagna	Iren mercato	-4,19
Comune Milano, Veneto, Liguria, Trentino-Alto Adige	Enel Energia	-5,15

(segue)

AREA GEOGRAFICA	OPERATORE	VALORE DEL PARAMETRO β (€/MWH)
Campania, Marche, Sardegna	A2A energia	2,24
Puglia, Umbria, Abruzzo, Molise, Basilicata, Sicilia	Iren mercato	2,16

Fonte: ARERA.

Servizio a tutele graduali per le microimprese – legge n. 124/2017

La delibera 10 maggio 2022, 208/2022/R/eel, ha definito la regolazione delle condizioni economiche e contrattuali di erogazione del servizio a tutele graduali per le microimprese 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 sia in termini di numerosità della platea) che connotano le microimprese.

Più in dettaglio, con riferimento alle condizioni di erogazione del servizio, la 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 Index GME). 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 AU del compito di gestire le procedure concorsuali e di predisporre il regolamento di gara;
- l'assegnazione per aree territoriali di numero pari a 12;
- 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 fino 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 9.3 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. 9.3 *Elenco dei soggetti esercenti il servizio a tutele graduali per le microimprese 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.

Servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili – legge n. 124/2017

La delibera 3 agosto 2023, 362/2023/R/eel, ha definito la regolazione delle condizioni economiche e contrattuali di erogazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili e le modalità di assegnazione dello stesso attraverso procedure concorsuali, ricalcando per molti aspetti la disciplina dell'omologo servizio destinato alle microimprese, anche in considerazione delle similarità dei clienti domestici (sotto il profilo dei livelli di consumo individuali e di consapevolezza sul funzionamento del mercato) con tale tipologia di imprese, ancorché con alcune differenze riferite principalmente al disegno d'asta e a taluni requisiti di partecipazione, in ragione del numero di punti di prelievo, oggetto delle procedure concorsuali, di gran lunga più elevato rispetto a quello delle microimprese.

Più in dettaglio, con riferimento alle condizioni di erogazione del servizio, la delibera 362/2023/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 (PUN Index GME). Inoltre, nell'ambito di detto servizio è, tra l'altro, applicata una componente di prezzo, espressa in euro/POD/anno, 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, sono stati previsti:

- 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 26;
- 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 a turno unico, in busta chiusa, simultanea per tutte le aree, nell'ambito della quale ciascun operatore dichiara il numero massimo di aree territoriali che si impegna a servire in caso di aggiudicazione;
- 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 30% 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 intercorrente dal 1° luglio 2024 al 31 marzo 2027.

Il 6 febbraio 2024 l'Acquirente Unico ha pubblicato l'esito delle procedure concorsuali, per le quali nella tavola 9.4 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. 9.4 *Elenco dei soggetti esercenti il servizio a tutele graduali per le microimprese e valore del prezzo di aggiudicazione*

N.	AREA	PROVINCE	AGGIUDICATARIO	PREZZO DI AGGIUDICAZIONE (€/POD/ANNO)
1	Nord1	Aosta, Biella, Milano provincia, Verbania, Vercelli	Enel Energia	-89
2	Nord2	Parma, Piacenza, Torino provincia	Enel Energia	-76
3	Nord3	Como, Torino comune, Varese	Illumia	-45
4	Nord4	Imperia, Lecco, Monza-Brianza, Savona	E.on	-48
5	Nord5	Brescia, Milano comune	Enel Energia	-83
6	Nord6	Cremona, Genova, La Spezia, Lodi, Lucca, Massa-Carrara	Hera comm	-65

(segue)

N.	AREA	PROVINCE	AGGIUDICATARIO	PREZZO DI AGGIUDICAZIONE (€/POD/ANNO)
7	Nord7	Alessandria, Asti, Cuneo, Novara, Pavia	Hera comm	-61
8	Nord8	Bergamo, Sondrio, Udine	Hera comm	-81
9	Nord9	Belluno, Gorizia, Pordenone, Treviso, Trieste	Enel Energia	-73
10	Nord10	Bolzano, Trento, Vicenza	Enel Energia	-47
11	Nord11	Mantova, Modena, Reggio-Emilia, Verona	Enel Energia	-97
12	Nord12	Ancona, Padova, Pesaro-Urbino, Venezia	Hera comm	-91
13	Centro1	Ascoli-Piceno, Bologna, Fermo, Ferrara, Macerata, Rovigo	Hera comm	-111
14	Centro2	Firenze, Roma provincia	Illumia	-65
15	Centro3	Arezzo, Caserta, Perugia, Rieti, Terni, Viterbo	Hera comm	-21
16	Centro4	Roma comune	Enel Energia	-28
17	Sud1	Napoli provincia, Nuoro, Sassari	Illumia	20
18	Sud2	Cagliari, Napoli comune, Oristano, Sud Sardegna	A2A Energia	29
19	Sud3	Avellino, Benevento, Grosseto, Livorno, Pisa, Pistoia, Prato, Siena	Edison Energia	-200
20	Sud4	Chieti, Forlì-Cesena, L'Aquila, Pescara, Ravenna, Rimini, Teramo	HERA COMM	-73
21	Sud5	Bari, Frosinone, Latina	Edison Energia	-192
22	Sud6	Brindisi, Matera, Potenza, Salerno, Taranto	Salerno Energia Vendite	-32
23	Sud7	Barletta-Andria-Trani, Campobasso, Cosenza, Foggia, Isernia	Salerno Energia Vendite	-9
24	Sud8	Catanzaro, Crotone, Lecce, Reggio-Calabria, Vibo-Valentia	Edison Energia	-193
25	Sud9	Catania, Enna, Messina, Ragusa, Siracusa	Edison Energia	-170
26	Sud10	Agrigento, Caltanissetta, Palermo, Trapani	A2A Energia	6

Fonte: ARERA.

Con la delibera 29 maggio 2024, 217/2024/R/eel, l'Autorità, d'intesa con Banca d'Italia e sentito il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, ha dato attuazione alle disposizioni di cui all'art. 14, commi 5 e 5-bis, del decreto legge 9 dicembre 2023, n. 181 in materia di rinnovo dell'autorizzazione all'addebito diretto dei pagamenti delle bollette da parte dei clienti finali domestici non vulnerabili del servizio a tutele graduali provenienti dal servizio di maggior tutela.

In particolare, la delibera 217/2024/R/eel ha individuato, tra l'altro, i dati e le informazioni che gli esercenti il servizio di maggior tutela erano tenuti a mettere a disposizione degli esercenti il servizio a tutele graduali per procedere al rinnovo dell'autorizzazione all'addebito diretto sul conto di pagamento del cliente e ha definito tempi e modalità univoche per il trasferimento delle medesime informazioni tramite un'area di scambio gestita da Acquirente Unico.

A seguito della delibera 217/2024/R/eel, è stato avviato un gruppo di lavoro che ha coinvolto i sette esercenti il servizio a tutele graduali, l'associazione rappresentativa degli esercenti il servizio di maggior tutela, Banca d'Italia, l'Associazione Bancaria Italiana (ABI) e i rappresentanti degli istituti di pagamento non già rappresentati da ABI. Tale gruppo è stato istituito per agevolare il trasferimento automatico dei mandati di addebito diretto dagli esercenti il servizio di maggior tutela agli esercenti il servizio a tutele graduali nonché per agevolare l'interlocuzione tra gli esercenti l'STG e gli istituti di pagamento.

Alla luce dei dati forniti dagli esercenti il servizio a tutele graduali, risulta che la procedura di rinnovo dell'autorizzazione all'addebito diretto sia stata completata con successo e senza criticità di rilievo.

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 definisse transitoriamente i prezzi di riferimento per le forniture ai clienti domestici che le imprese di vendita, nell'ambito degli obblighi di servizio pubblico, dovevano comprendere tra le proprie offerte commerciali. Tale disciplina transitoria di prezzo è stata superata da gennaio 2024 per i clienti non vulnerabili, ai sensi della legge 4 agosto 2017, n. 124, come da ultimo modificata dal decreto legge 18 novembre 2022, n. 176, convertito con legge 13 gennaio 2023, n. 6 (di seguito: legge n. 6/2023).

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, l'Autorità, con la delibera 14 marzo 2023, 100/2023/R/com, ha dato attuazione alle disposizioni dell'art. 1, comma 59, della legge 124/2017, come successivamente modificata e integrata, e alle disposizioni del decreto legge 9 agosto 2022, n. 115, come convertito dalla legge 21 settembre 2022, n. 142, in materia, rispettivamente, di rimozione del servizio di tutela del gas naturale per i clienti domestici non vulnerabili e di definizione delle condizioni di fornitura del gas naturale ai clienti finali vulnerabili.

La delibera 100/2023/R/com ha stabilito, tra l'altro, all'art. 2.3, per i clienti riforniti nell'ambito del servizio di tutela gas non vulnerabili e che non avessero sottoscritto un contratto di mercato libero al 31 dicembre 2023, che il venditore, dal 1° gennaio 2024, applicasse le condizioni delle offerte PLACET di gas naturale a prezzo variabile di cui alla delibera 27 luglio 2017, 555/2017/R/com, con una componente in quota energia, α , a copertura degli ulteriori costi di approvvigionamento e consegna del gas naturale al cliente finale, definita dall'Autorità, e una

componente in quota fissa (€/anno), P_{FIX} , sempre definita liberamente dal venditore (di seguito: offerta PLACET in deroga).

L'art. 2.6 della delibera 100/2023/R/com ha disposto altresì che l'offerta PLACET in deroga avesse una durata pari a 12 mesi e che alla scadenza (31 dicembre 2024), in assenza di recesso da parte di una delle parti ovvero in mancanza di una scelta del cliente finale, il venditore applicasse il rinnovo delle condizioni contrattuali ed economiche dell'offerta PLACET di gas naturale a prezzo variabile, previa comunicazione secondo le modalità e tempistiche di cui all'art. 14 della delibera 555/2017/R/com. Pertanto, il venditore, con un preavviso non inferiore a 3 mesi (quindi entro fine settembre 2024), era tenuto a comunicare al cliente finale il nuovo prezzo, pari al prezzo previsto dall'offerta PLACET a prezzo variabile di gas naturale commercializzata dal venditore nel momento in cui veniva effettuata la comunicazione.

Con la delibera 23 luglio 2024, 309/2024/R/com, l'Autorità ha approvato modifiche e integrazioni alla regolazione in materia di rinnovo dell'offerta PLACET in deroga, in particolare:

- il venditore di gas naturale, entro il 30 settembre 2024, era tenuto a comunicare ai clienti domestici di gas naturale non vulnerabili e ai condomini uso domestico, serviti alla data di predisposizione della comunicazione nell'ambito delle offerte PLACET in deroga, il rinnovo, con effetto dal 1° gennaio 2025:
 - dell'offerta PLACET in deroga per ulteriori 12 mesi (fino al 31 dicembre 2025), con eventuale adeguamento in aumento o anche in riduzione del valore della componente P_{FIX} rispetto a quello definito per l'anno 2024, qualora le condizioni della corrispondente offerta PLACET a prezzo variabile di gas naturale commercializzata alla generalità dei clienti al momento della comunicazione di rinnovo avessero comportato una spesa annua stimata per il cliente finale maggiore rispetto a quella stimata applicando le nuove condizioni dell'offerta PLACET in deroga;
 - dell'offerta PLACET a prezzo variabile di gas naturale commercializzata alla generalità dei clienti al momento della comunicazione di rinnovo, qualora essa avesse comportato una spesa annua stimata per il cliente finale minore rispetto a quella stimata applicando le condizioni dell'offerta PLACET in deroga;
- la stima della spesa annua per effettuare i confronti tra l'offerta PLACET in deroga e l'offerta PLACET a prezzo variabile di gas naturale ordinaria commercializzata alla generalità dei clienti doveva essere calcolata secondo i criteri del Regolamento di funzionamento del Portale Offerte;
- il venditore era tenuto a comunicare al cliente finale le nuove condizioni economiche secondo le modalità e le tempistiche delle offerte PLACET ordinarie con, in aggiunta, le seguenti precisazioni: il codice offerta risultante dal rinnovo; la stima della spesa annua, escludendo le imposte; l'indicazione dell'impatto delle variazioni sulla spesa annua in caso di aumento dei corrispettivi unitari non legati all'andamento dei mercati all'ingrosso; l'informazione circa la facoltà del cliente di scegliere un'altra offerta sul libero mercato con il medesimo o altro venditore. Solo in caso di proposta di rinnovo dell'offerta PLACET in deroga alle medesime condizioni economiche vigenti fino al 31 dicembre 2024, il venditore poteva allegare la comunicazione alla prima bolletta utile, anziché disporre un invio separato, senza illustrare i contenuti e gli effetti della variazione proposta.

I clienti finali identificati come vulnerabili secondo le modalità di cui alla delibera 14 marzo 2023, 102/2023/R/gas, che erano serviti nel servizio di tutela gas e che non avevano sottoscritto un contratto di mercato libero con il medesimo o altro venditore, a decorrere dal 1° gennaio 2024, sono serviti alle condizioni di fornitura di cui 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), definite dall'Autorità per il servizio di tutela della vulnerabilità, caratterizzato da condizioni economiche analoghe a quelle previste per il servizio di tutela gas e dalle stesse condizioni contrattuali dell'offer-

ta PLACET di gas naturale. A partire dalla medesima data, i clienti che soddisfano i requisiti per essere classificati come vulnerabili ai sensi del decreto legge 9 agosto 2022, n. 115 possono richiedere ai venditori del mercato libero ovvero ai fornitori di ultima istanza l'applicazione delle condizioni del servizio di tutela della vulnerabilità.

Servizio di tutela della vulnerabilità: 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 100/2023/R/gas, come successivamente modificato e integrato, l'Autorità ha aggiornato le condizioni economiche applicate ai clienti serviti nell'ambito del servizio di tutela della vulnerabilità.

A tal proposito, si rammenta che il livello della componente $C_{MEM,t}$ a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso applicato a decorrere dal 1° ottobre 2022 è pari alla media del prezzo del PSV *day ahead* rilevato da ICIS-Heren e che tali valori sono aggiornati con cadenza mensile all'inizio del mese successivo al mese di riferimento e pubblicati in un'apposita sezione del sito internet.

Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, si rimanda al Capitolo 3 del Volume I.

Con la delibera 28 marzo 2024, 112/2024/R/gas, l'Autorità ha aggiornato, a partire dal 1° aprile 2024, il livello della componente QVD attinente alla commercializzazione al dettaglio del servizio di tutela della vulnerabilità, applicato ai soli clienti domestici vulnerabili. Per gli aspetti relativi alla determinazione di tale componente sono stati confermati i criteri adottati per la sua definizione e la quantificazione relativa all'anno 2023 riferita al previgente servizio di tutela gas.

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, 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 a 0,92%;
- per gli altri costi operativi, i valori di bilancio consuntivo riferiti all'anno 2022, 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 43 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 28 novembre 2023, 556/2023/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 all'8,6%; 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 della vulnerabilità, con delibera 14 maggio 2024, 182/2024/R/gas, sono stati fissati i valori della componente CCR, per i periodi 1° ottobre 2024-30 settembre 2025, nonché del corrispettivo CRVOS con riferimento al periodo 1° ottobre 2024-31 marzo 2025.

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 $UG3_{UJ}$ della componente $UG3$ della tariffa obbligatoria dei servizi di distribuzione e misura, di cui al comma 42.3, lettera h), del testo della Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas (di seguito RTDG).

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 del FD_D è altresì prevista 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.

Tenuto conto della riduzione dei prezzi del gas naturale rispetto agli anni 2021-2022, con le delibere 633/2023/R/COM e 113/2024/R/com l'Autorità ha adeguato in aumento per l'anno 2024 il livello di detti corrispettivi, che erano precedentemente stati azzerati al fine di ridurre l'impatto degli elevati prezzi del gas all'ingrosso sulla spesa complessiva per la fornitura di gas naturale per gli utenti finali.

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 3 agosto 2023, 378/2023/R/gas, ha confermato, in continuità con la precedente assegnazione dei servizi, una durata dell'assegnazione uguale sia per il FUI sia per il FD_D , pari a due anni termici intercorrenti dal 1° ottobre 2023 al 30 settembre 2025. La richiamata delibera ha altresì confermato l'impianto regolatorio complessivo già adottato dalla delibera 6 agosto 2021, 290/2021/R/gas, inclusa 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; tuttavia, ha riformato parzialmente taluni aspetti puntuali della regolazione, prevedendo:

- la possibilità dei soli clienti domestici vulnerabili di richiedere al FUI l'attivazione del servizio di tutela della vulnerabilità, qualora non trovino un fornitore sul libero mercato disposto a farlo;
- l'applicazione, ai clienti vulnerabili per cui si attivi il servizio, del prezzo definito dall'Autorità per il servizio di tutela della vulnerabilità e ai clienti non vulnerabili (domestici e non) di un tetto massimo al prezzo pagato nell'ipotesi che i prezzi di aggiudicazione formati nelle varie aree territoriali siano eccedenti il valore soglia definito dall'Autorità;
- l'incremento, in relazione al meccanismo di reintegrazione della morosità dei clienti non disalimentabili e dei clienti morosi per il servizio di *default* distribuzione, del numero delle sessioni di reintegrazione del meccanismo previste per ciascun anno termico, passando da una annuale a due semestrali;
- l'estensione del perimetro di informazioni da rendere disponibili ai partecipanti alle procedure concorsuali, con l'inclusione anche di quelle relative ai clienti vulnerabili;
- l'allineamento di alcuni requisiti di partecipazione alle procedure concorsuali (in particolare, quelli di solidità economico-finanziaria e di onorabilità e professionalità) con quelli attualmente previsti per gli altri servizi di ultima istanza del settore elettrico.

Ai sensi della delibera 378/2023/R/gas, l'Acquirente Unico, il 12 settembre 2023, ha pubblicato gli esiti della procedura concorsuale per la selezione dei FUI indicando il nome dell'assegnatario e il valore del prezzo offerto (β) che, sommato al prezzo della materia prima e delle componenti aggiuntive, determina il prezzo di remunerazione del servizio per l'esercente. È stato evidenziato come per l'area 9 – Sicilia e Calabria non fosse pervenuta alcuna offerta.

Successivamente, con la delibera 13 luglio 2023, 402/2023/R/gas, è stato demandato ad Acquirente Unico di indire, in via straordinaria e urgente, una nuova procedura ad evidenza pubblica per l'individuazione del FUI nell'area di prelievo 9 – Sicilia e Calabria. Gli esiti di tale procedura straordinaria sono stati pubblicati in data 15 settembre 2023.

Gli esiti della predetta procedura concorsuale sono evidenziati nella tavola 9.5 in cui 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 (parametro β).

TAV. 9.5 *Esiti procedure FUI 2023-2025 – Assegnatari e valori del parametro β*

AREE GEOGRAFICHE	ASSEGNATARIO	β (ESPRESSO IN C€/SMC)
1. Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria	Hera comm	23,57
2. Lombardia	Hera comm	22,87
3. Trentino-Alto Adige e Veneto	Hera comm	13,77
4. Friuli-Venezia Giulia ed Emilia-Romagna	Hera comm	14,67
5. Toscana, Umbria e Marche	Hera comm	26,67
6. Abruzzo, Molise, Basilicata e Puglia	Hera comm	19,67
7. Lazio	Hera comm	32,77
8. Campania	Hera comm	47,47
9. Sicilia e Calabria	Enel Energia	21,18

Fonte: ARERA.

Con riferimento al servizio di *default* distribuzione (SdD), gli esiti delle procedure concorsuali per la selezione dei fornitori sono stati pubblicati da Acquirente Unico in data 19 settembre 2023.

I relativi esiti sono evidenziati nella seguente tavola 9.6, dove il parametro γ rappresenta il prezzo offerto che, sommato al prezzo della materia prima e delle componenti aggiuntive, determina il prezzo di remunerazione del servizio per l'esercente.

TAV. 9.6 *Esiti SdD distribuzione 2023-2025 – Assegnatari e valori del parametro γ c€/Smc*

AREE GEOGRAFICHE	ORDINE DI MERITO	SOCIETÀ	γ (ESPRESSO IN C€/SMC)
1. Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria	1°	Hera comm	15,74
	2°	Enel Energia	80,00
2. Lombardia	1°	Hera comm	11,64
	2°	Enel Energia	71,30
3. Trentino-Alto Adige e Veneto	1°	Hera comm	18,64
	2°	Enel Energia	66,20
4. Friuli-Venezia Giulia ed Emilia-Romagna	1°	Hera comm	13,64
	2°	Enel Energia	57,70
5. Toscana, Umbria e Marche	1°	Hera comm	17,64
	2°	Enel Energia	39,50
6. Abruzzo, Molise, Basilicata e Puglia	1°	Hera comm	23,44
	2°	Enel Energia	74,40

(segue)

AREE GEOGRAFICHE	ORDINE DI MERITO	SOCIETÀ	^Y (ESPRESSO IN C€/SMC)
7. Lazio	1°	Hera comm	14,64
	2°	Enel Energia	40,30
8. Campania	1°	Hera comm	33,44
	2°	Enel Energia	97,50
9. Sicilia e Calabria	1°	Hera comm	38,64
	2°	Enel Energia	130,30

Fonte: ARERA.

Condizioni economiche di fornitura di gas diversi dal gas naturale

Con la delibera 11 giugno 2024, 230/2024/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per la revisione delle condizioni economiche di fornitura dei gas diversi dal gas naturale prevedendo di intervenire sugli elementi di costo relativi alla materia prima, alla copertura dei costi di trasporto e alla vendita al dettaglio; la conclusione del procedimento è fissata entro il 31 dicembre 2025, anche mediante interventi separati per ciascun ambito. La prima consultazione sul tema è stata avviata alla fine del 2024 (561/2024/R/gas).

Strumenti a disposizione dei clienti finali

Portale Offerte

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 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, 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.

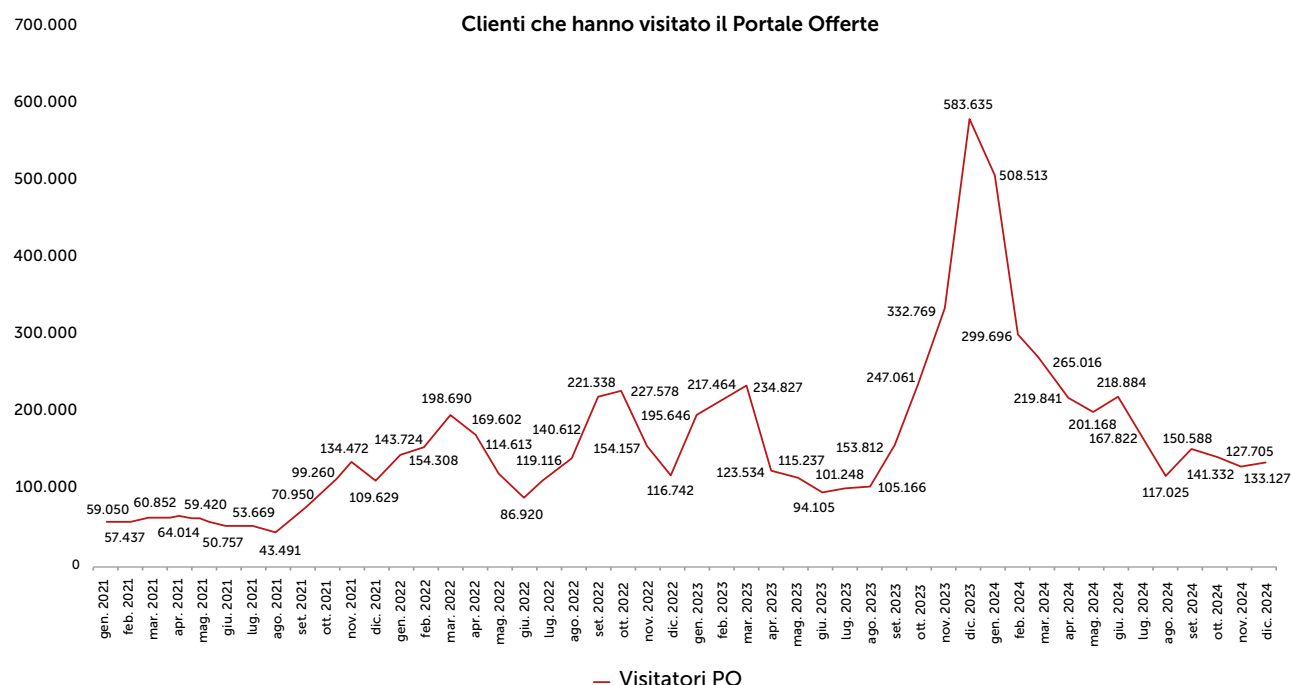
Complessivamente, dal 1° luglio 2018 al 31 ottobre 2024, il sito ha avuto 10.813.113 visite. Le pagine complessivamente visualizzate sono state 94.199.755.

Per quanto riguarda l'attività del Portale Offerte nel 2024, 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 state effettuati accessi sul Portale.

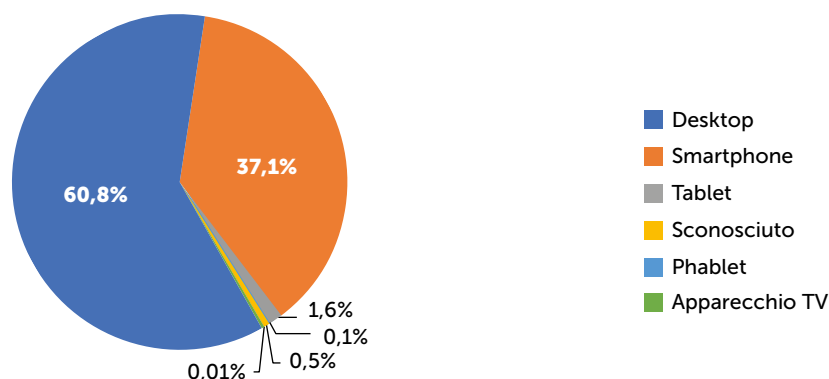
Dal monitoraggio degli accessi risulta che nel 2024 il sito ha avuto un totale di 2.550.717 visitatori unici (+1,8% rispetto al 2023, +38,1% rispetto al 2022 e +195,6% rispetto al 2021). Il numero di utenti che utilizzano il Portale Offerte è pertanto aumentato sia in termini assoluti che in termini percentuali rispetto al totale delle visite. In media hanno visitato mensilmente il Portale nel 2024 oltre 212,6 mila visitatori unici, con un picco nel mese di gennaio 2024 di oltre 508 mila utenti (Fig. 9.1).

FIG. 9.1 Numero di visitatori unici che hanno consultato il Portale Offerte da gennaio 2021 a dicembre 2024 (per mese)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente Unico.

Nel quarto trimestre del 2024 la maggior parte degli utenti del Portale ha utilizzato, per la navigazione, *browser* disponibili mediante dispositivi desktop. Gli accessi nel quarto trimestre del 2024 sono avvenuti, infatti, per il 60,8% tramite desktop, +10,5 p.p. rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, e per il 37,1% tramite smartphone, -8,1 p.p. rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (Fig. 9.2).

FIG. 9.2 Numero di visite per dispositivo nel quarto trimestre del 2024

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. In merito all'aspetto fondamentale della sicurezza, i dati sono sempre criptati e disponibili per il 99,9% del tempo annuo, in conformità con la normativa in tema di privacy.

Nel 2024 sono state introdotte alcune funzionalità fondamentali per accompagnare i clienti finali non vulnerabili verso il mercato libero, a seguito della fine dei servizi di tutela. In particolare, sono stati sviluppati:

- l'accesso tramite SPID/CIE, che consente di individuare le forniture intestate alla persona fisica/giuridica che si è identificata e metterne a disposizione i relativi dati rilevanti a fini consultativi e per la simulazione della spesa annua. In particolare, l'utilizzo dei dati di consumo storici, quindi effettivi, permette la simulazione della spesa su un livello di consumo reale del cliente, aderente alle proprie abitudini di consumo;
- il calcolo della spesa annua per il servizio a tutele gradualmente dedicato ai clienti domestici non vulnerabili;
- una nuova sezione del Portale Offerte che consente al cliente finale, autenticandosi con SPID/CIE o inserendo il codice offerta, di consultare caratteristiche e condizioni della propria offerta, anche se non più in corso di validità;
- l'introduzione del corrispettivo di dispacciamento unico previsto dal TIDE.

Inoltre, con il documento per la consultazione 493/2024/R/eel, con la finalità di mettere a disposizione dei clienti finali vulnerabili una nuova e più semplice modalità di gestione della richiesta di accesso al servizio di maggior tutela, per i clienti titolari di un punto di prelievo attivo, l'Autorità ha delineato i propri orientamenti in merito all'introduzione nell'ambito del Portale Offerte di una funzionalità per consentire ai clienti finali vulnerabili, che effettuano l'accesso autenticato al PO, di trasmettere la richiesta e le informazioni necessarie al relativo esercente la maggior tutela.

In particolare, nell'ambito del Portale Offerte, il cliente potrebbe reperire:

- tutte le informazioni relative al servizio di maggior tutela e alla possibilità di effettuare la richiesta di attivazione del servizio contattando direttamente l'esercente della propria area territoriale;
- un'apposita funzionalità del PO che gli consenta (invece di procedere a un contatto diretto con il predetto esercente) di veicolare la propria richiesta a detto esercente.

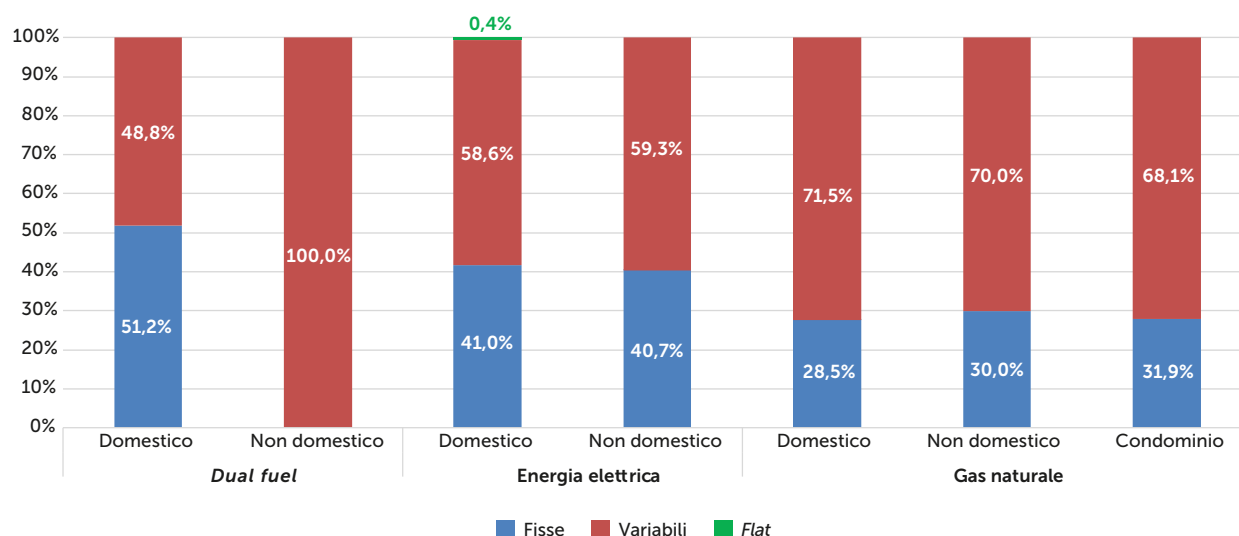
Quest'ultima funzionalità, in altre parole, metterebbe in contatto il cliente finale col gestore del SII (nel rispetto della disciplina del trattamento dei dati personali e previo rilascio di un consenso esplicito al gestore del Portale Offerte e del SII in merito al relativo trattamento) e consentirebbe il trasferimento dei propri dati personali, nonché dei dati di contatto e delle informazioni relative alla fornitura, essenziali per l'attivazione del servizio, all'esercente corretto.

Infine, sempre nell'ottica di agevolare l'utilizzo del sito da parte dei clienti finali, sono stati integrati e arricchiti i contenuti dei video tutorial presenti nel sito web del Portale Offerte.

Le evidenze del monitoraggio del Portale Offerte, di cui all'art. 33 dell'allegato A alla delibera 51/2018/R/com, mostrano che, visualizzando le offerte presenti nel database del PO disponibili il 31 dicembre 2024, esse risultano pari a 12.489, di cui 9.935 di mercato libero, 2.554 offerte PLACET e 722 offerte per le quali non è possibile calcolare la stima della spesa annua, a causa delle peculiarità e innovazioni nelle formule di prezzo di queste ultime.

Per il settore elettrico sono disponibili complessivamente 7.144 offerte, di cui 5.303 per il gas naturale e 42 per il *dual fuel* (Fig. 9.3).

FIG. 9.3 Offerte presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2024, distinte per commodity



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente Unico.

Come riportato nella figura 9.3, al 31 dicembre 2024, per entrambi i settori, sono prevalentemente disponibili offerte a prezzo variabile. Nel settore elettrico, tali offerte rappresentano il 58,6% delle offerte rivolte ai domestici e il 59,3% di quelle per i clienti non domestici. Per il settore del gas naturale le offerte a prezzo variabile rappresentano il 71,5% delle offerte rivolte ai domestici, il 70,0% di quelle rivolte ai non domestici e il 68,1% delle offerte per i condomini.

Mensilmente è effettuato il monitoraggio dei prezzi delle offerte presenti nel Portale Offerte sia per il settore dell'energia elettrica che per il gas naturale.

Le rilevazioni mensili sono pubblicate, con cadenza mensile, nella sezione del sito dell'Autorità dedicata al Monitoraggio *retail*⁸.

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 alcuni clienti-tipo domestici e non domestici per il settore elettrico⁹ e il cliente tipo domestico del settore del gas naturale¹⁰. In particolare, i grafici illustrano la disponibilità mensile:

- delle offerte disponibili più convenienti della maggior tutela, ove applicabile, 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, ove applicabile, in euro e in percentuale rispetto alla spesa di maggior tutela.

I dati sono distinti tra offerte a prezzo variabile e a prezzo fisso per entrambi i settori.

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 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

8 V. www.arera.it/dati-e-statistiche/dettaglio?tx_modellostatistiche_getdatistatistiche%5Baction%5D=get_datistatistiche&tx_modellostatistiche_getdatistatistiche%5Bcontroller%5D=StampadatistatisticheController&tx_modellostatistiche_getdatistatistiche%5Bslug%5D=monitoraggio-retail&cHash=6cbad4e0d51b0936909f314109d675b2.

9 Per il settore elettrico il campione dei dati pubblicati è formato dai seguenti clienti tipo:

- cliente domestico residente a Milano, con 2.700 kWh di consumo annuo e 3 kW di potenza, a partire da gennaio 2020;
- cliente non domestico connesso in BT, sito a Milano, con 4.000 kWh di consumo annuo e 6 kW di potenza, a partire da luglio 2021;
- cliente non domestico connesso in BT, sito a Milano, con 15.000 kWh di consumo annuo e 12 kW di potenza, a partire da gennaio 2021.

10 Per il settore del gas il campione dei dati pubblicati è formato dal cliente domestico sito a Milano, con 1.400 Smc di consumo annuo, uso del gas naturale per Cucina, Acqua Calda e Riscaldamento (CACR), misuratore classe < G6.

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 2024 risultano presenti nel Portale Offerte 2.554 offerte PLACET come di seguito dettagliate (Tav. 9.7).

TAV. 9.7 *Numero di offerte PLACET presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2024, 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	248	559	1.088
			Variabile	311		
		Non domestico	Fissa	241	529	
			Variabile	288		
	Gas naturale	Domestico	Fissa	235	597	1.466
			Variabile	362		
		Non domestico	Fissa	211	458	
			Variabile	247		
		Condominio	Fissa	164	411	
			Variabile	247		
TOTALE OFFERTE					2.554	

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Aquirente unico.

Portale Consumi e messa a disposizione dei dati di misura

Il Portale dei Consumi di energia elettrica e di gas naturale (cosiddetto Portale Consumi) è il sito internet istituzionale, disponibile all'indirizzo www.consumienergia.it/portaleConsumi/, che permette ai consumatori di accedere ai dati relativi alle forniture di energia elettrica e di gas naturale di cui sono titolari nonché ai dati di consumo storici (con profondità massima pari a 36 mesi) e alle principali informazioni tecniche e contrattuali. È operativo dal 1° luglio 2019, coerentemente con le tempistiche indicate dalla normativa di riferimento.

Con la delibera 25 giugno 2019, 270/2019/R/com, l'Autorità ha approvato il Regolamento di funzionamento del Portale recante i criteri generali, i principi tecnici e il modello organizzativo, incaricandone dello sviluppo il Gestore del SII. Concepito come un progetto a più fasi attuative, il Portale Consumi è oggetto di continue evoluzioni, finalizzate sia a verificarne e migliorarne le *performance* sia a implementarne le specifiche. Nell'alveo di quanto tracciato dalla normativa eurounitaria e nazionale, l'Autorità ha definito i primi passaggi in merito alla messa a disposizione dei dati di misura dei clienti alle parti terze, debitamente autorizzate dagli stessi clienti, in conformità con quanto previsto in tema di protezione dei dati personali.

Nel corso del 2024, al fine di dare attuazione alle norme di cui all'articolo 2, comma 3, della legge concorrenza 2022, con la delibera 23 aprile 2024, 158/2024/R/com, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato all'adozione di provvedimenti funzionali a consentire la messa a disposizione ai soggetti terzi univocamente designati dai clienti finali, tramite il Portale Consumi, dei dati del misuratore relativi all'immissione e al prelievo di energia elettrica e del gas naturale dei medesimi clienti finali, nel rispetto della normativa in materia di protezione dei dati personali.

La suddetta delibera, fin da subito, per la corretta individuazione delle categorie di soggetti terzi univocamente designati dai clienti finali, ha previsto l'implementazione da parte dell'Acquirente Unico, in qualità di Gestore del SII, di un elenco dei soggetti terzi che possano essere designati dai clienti finali ad accedere ai dati dei misuratori in modo da garantire un'identificazione preventiva dei soggetti terzi autorizzabili, tenuto conto che la messa a disposizione dei dati deve essere assicurata, come previsto dalla legge concorrenza 2022, *"[...] in un formato facilmente comprensibile che possa essere utilizzato per confrontare offerte comparabili ovvero per l'erogazione di servizi da parte dei predetti soggetti terzi"*. Inoltre, tra le funzionalità del richiamato elenco e ai fini dell'attuazione dell'articolo 2, comma 3, lettera b), della legge concorrenza 2022, è stato istituito un registro informatico che, una volta reso operativo il sistema di messa a disposizione dei dati, recherà l'elencazione dei soggetti terzi che hanno avuto effettivamente accesso, in quanto autorizzati dal cliente finale, ai dati di consumo del medesimo cliente e le informazioni concernenti gli accessi ai dati da parte di tali soggetti terzi, comprese la cronologia di tali accessi e la tipologia di dati consultati.

Successivamente, con la delibera 26 novembre 2024, 509/2024/R/com, che ha fatto seguito al documento per la consultazione 23 luglio 2024, 316/2024/R/com, l'Autorità ha definito i requisiti generali e i principi tecnici che possano permettere ai clienti finali di mettere a disposizione, con modalità sicure, i propri dati di misura alle terze parti autorizzate, come disposto dalla Legge concorrenza 2022, tenendo in considerazione l'attuale modello di funzionamento del Portale Consumi, di cui sopra, nonché del parere del Garante per la protezione dei dati personali 695/2024, come previsto dalla normativa.

Pertanto, la delibera 509/2024/R/com ha disciplinato le condizioni e i criteri in base ai quali i clienti possono autorizzare la messa a disposizione dei propri dati di consumo ai fini del confronto di offerte comparabili e dell'erogazione di servizi connessi all'energia, per il tramite del Portale Consumi. Tra l'altro, sono definite le tipologie di soggetti che possono essere autorizzati dai clienti all'accesso dei dati e, al contempo, sono identificati quali dati, tra quelli disponibili nel Portale Consumi, possono essere messi a disposizione nonché per quanto tempo e con quale profondità.

Al fine di assicurare la massima tutela del cliente si intende procedere in maniera progressiva con il graduale ampliamento del perimetro dei soggetti che possono essere autorizzati dai clienti. Per la prima fase di attuazione, essi corrispondono alle imprese di vendita di energia elettrica o gas naturale, le società di servizi energetici certificate UNI 11352, soggetti o configurazioni disciplinate dal Testo integrato della regolazione dell'autoconsumo diffuso (TIAD) o dal Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE) e le associazioni dei consumatori rappresentate nel CNCU (Consiglio nazionale consumatori e utenti) nonché le associazioni delle imprese comprese tra le Forze sociali rappresentate nel CNEL (Consiglio nazionale dell'economia e del lavoro). Per maggiori dettagli relativi alla funzionalità e ai contenuti del Portale Consumi e alle successive implementazioni già disponibili, sia dell'area privata che dell'area pubblica, si rimanda anche alle precedenti *Relazioni Annuali*.

In generale, il modello adottato dall'Autorità prevede che il cliente finale sia pienamente consapevole del processo di scelta della terza parte cui decide di mettere a disposizione i propri dati e che ciò avvenga esclusivamente in coerenza con le due finalità previste dalla legislazione europea e nazionale: il confronto di offerte comparabili e l'erogazione di servizi connessi all'energia.

Con riferimento al perimetro oggettivo, confermando i principi già delineati con il documento per la consultazione, l'Autorità ha disposto di fare riferimento a quanto previsto dal decreto legislativo n. 210/2021 (ai sensi del quale tale perimetro oggettivo deve essere costituito dai dati di misurazione dell'energia elettrica immessa nella rete e di consumo) e dal Regolamento di esecuzione (che si riferisce ai "dati di misurazione e consumo" ovvero alle letture del consumo di energia elettrica prelevata dalla rete, dell'energia elettrica immessa nella rete, o del consumo di energia elettrica generata da impianti di produzione in loco collegati alla rete). Pertanto, come condiviso dalla maggioranza dei soggetti partecipanti alla consultazione, è stato previsto che siano messi a disposizione delle terze parti, oltre al codice POD o PDR della fornitura, solo i dati (effettivi) direttamente rilevati dagli strumenti di misura, validati dalle imprese di distribuzione e disponibili nell'ambito del SII, con l'indicazione della data di rilevazione e della tipologia del dato, confermando che la granularità dei dati di misura messi a disposizione sia la medesima effettivamente resa disponibile dalle imprese di distribuzione attraverso il SII, secondo la vigente regolazione in materia.

Infine, la delibera 509/2024/R/com ha previsto che il Gestore del SII svolga attività di controllo e monitoraggio sulla messa a disposizione dei dati al fine di segnalare all'Autorità eventuali violazioni della regolazione (attraverso relazioni dettagliate sull'operatività e sugli accessi nei casi in cui emergessero usi impropri non corretti delle terze parti) e mettere a disposizione eventuali elementi per l'eventuale miglioramento della stessa.

Iniziative di informazione per il superamento delle tutele di prezzo

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 (Bolletta 2.0), sia i venditori di mercato libero sia gli esercenti i servizi di tutela per le forniture di energia elettrica e gas naturale sono 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".*

Il suddetto messaggio è stato, inoltre, confermato all'interno di ciascuna bolletta anche dalla recente regolazione de "La bolletta dei clienti finali dell'energia" approvata il 23 luglio 2024 con la delibera 315/2024/R/com. Inoltre, nell'ambito delle disposizioni per l'erogazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili del settore dell'energia elettrica, con delibera 3 agosto 2023, 362/2023/R/eel, come successivamente modificata e integrata, l'Autorità ha previsto che l'esercente la maggior tutela fosse tenuto:

- nel periodo intercorrente da settembre 2023 a giugno 2024 ad allegare, ad almeno due bollette, di cui la seconda inviata al cliente nel periodo tra aprile e giugno 2024, 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, differenziato tra clienti identificati come vulnerabili e non, contenente informazioni sul superamento del servizio di maggior tutela, sui diritti dei clienti vulnerabili e sugli strumenti dell'Autorità per effettuare una scelta nel mercato libero;
- a riportare, nella bolletta sintetica di chiusura del cliente finale un messaggio anch'esso definito dall'Autorità, finalizzato a renderlo edotto del cambio di fornitore.

La delibera 362/2023/R/eel ha previsto altresì che i venditori, con riferimento ai soli clienti finali domestici titolari di un contratto di energia elettrica a condizioni di mercato libero, fossero tenuti:

- in tutte le bollette emesse tra dicembre 2023 e giugno 2024, a riportare un testo definito dall'Autorità sui diritti dei clienti vulnerabili e sulle condizioni loro destinate all'interno dell'apposito spazio riservato alle comunicazioni dell'Autorità sulla base dei criteri definiti ai sensi dell'art. 10, comma 3, lettera b), della Bolletta 2.0¹¹;
- a riportare, a partire dal 1° gennaio 2025, in almeno una bolletta all'anno, un testo definito dall'Autorità sui diritti dei clienti vulnerabili e sulle condizioni loro destinate all'interno dell'apposito spazio riservato alle comunicazioni dell'Autorità sulla base dei criteri definiti ai sensi dell'art. 10, comma 3, lettera b), della Bolletta 2.0¹², e confermati nella nuova disciplina de "La Bolletta dei clienti finali dell'energia" all'art. 8, comma 18.

11 I medesimi criteri sono stati confermati dalla nuova disciplina de "La Bolletta dei clienti finali dell'energia" all'art. 8, comma 18 per le comunicazioni dell'Autorità.

12 Il messaggio definito dall'Autorità è il seguente: "Se Lei è un cliente vulnerabile, come definito dalla normativa vigente, può scegliere di essere fornito nel servizio di maggior tutela, con condizioni economiche e contrattuali per la fornitura di energia elettrica stabilite da ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente). Per verificare se ha diritto a questa tutela, consulti il sito di ARERA www.arera.it/consumatori o chiami il numero verde 800.166.654."

Al contempo, la delibera 362/2023/R/eel ha previsto che l'esercente le tutele gradual, in esito all'attivazione del servizio, fosse tenuto a trasmettere a ciascun cliente finale servito nell'STG per i clienti domestici non vulnerabili una comunicazione volta a informarlo, tra l'altro, delle condizioni (contrattuali ed economiche) di erogazione del servizio medesimo.

Successivamente, con le delibere 26 marzo 2024, 101/2024/R/eel e 29 maggio 2024, 217/2024/R/eel, l'Autorità, in attuazione delle disposizioni di cui all'art. 14, commi 5 e 5-bis, del decreto legge n. 181/2023, ha previsto ulteriori informazioni da comunicare ai clienti finali domestici che rientrano nell'STG in merito al rinnovo dell'auto-rizzazione all'addebito diretto dei pagamenti.

Per il settore del gas naturale, la delibera 14 marzo 2023, 100/2023/R/com, ha previsto, tra l'altro, una serie di obblighi informativi dei venditori sulla rimozione del servizio di tutela del gas naturale e sui diritti dei clienti vulnerabili, che sono stati adempiuti nel corso del 2023. In aggiunta, la delibera 100/2023/R/com ha previsto che, a partire dal 1° settembre 2024, ciascun venditore riporti in almeno una bolletta all'anno dei propri clienti domestici nel mercato libero un testo definito dall'Autorità sui diritti dei clienti vulnerabili e sulle condizioni loro destinate, da inserire all'interno dell'apposito spazio riservato alle comunicazioni dell'Autorità, sulla base dei criteri definiti ai sensi dell'art. 10, comma 3, lettera b), della Bolletta 2.0¹³.

Rafforzamento e adeguamento del Codice di condotta commerciale

Il Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti finali (di seguito semplicemente Codice di condotta commerciale¹⁴) definisce, in accordo con le previsioni del Codice del consumo¹⁵ 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).

Con la delibera 1° ottobre 2024, 395/2024/R/com, l'Autorità, in esito alla consultazione 23 maggio 2024, 200/2024/R/com, e nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 21 maggio 2024, 192/2024/R/com, ha approvato interventi di aggiornamento ed efficientamento della regolazione precontrattuale e contrattuale di cui al Codice di condotta commerciale a vantaggio dei clienti finali di energia elettrica e gas naturale relativi:

- all'implementazione delle modifiche al Codice del consumo disposte dal decreto legislativo 7 marzo 2023, n. 26 e dalla legge 30 dicembre 2023, n. 214 (c.d. Legge concorrenza 2022);
- agli obblighi dei venditori in caso di modifiche delle condizioni contrattuali;
- alle disposizioni in materia di telemarketing e teleselling,

nonché la conseguente armonizzazione della disciplina in materia di modifica delle condizioni contrattuali delle offerte PLACET e del servizio di tutela della vulnerabilità.

¹³ Il messaggio definito dall'Autorità è il seguente: "Se Lei è un cliente vulnerabile, come definito dalla normativa vigente, può scegliere specifiche condizioni economiche e contrattuali per la fornitura di gas definite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA). Per sapere se ne ha diritto consultate il sito www.arera.it/consumatori o chiamate il numero verde 800.166.654".

¹⁴ Allegato A alla delibera 28 giugno 2018, 366/2018/R/com.

¹⁵ Decreto legislativo 6 settembre 2005, n. 206.

In particolare, relativamente all'adeguamento del Codice di condotta commerciale alle nuove disposizioni del Codice del consumo, la delibera 395/2024/R/com ha previsto, tra l'altro, l'obbligo in capo al venditore, nel caso di contratti conclusi fuori dai locali commerciali o a distanza, di fornire ai clienti finali domestici, se disponibili, le informazioni sui mezzi di comunicazione elettronica che consentano lo scambio di messaggi scritti su un supporto durevole, in grado di riportare data e ora della comunicazione nonché l'estensione del termine per l'esercizio del diritto di ripensamento da 14 a 30 giorni nel caso di contratti conclusi nel contesto di visite non richieste di un venditore presso l'abitazione di un cliente finale domestico oppure di escursioni organizzate da un venditore a scopo commerciale. Con riferimento, invece, alle modifiche disposte al Codice del consumo dalla Legge concorrenza 2022, è stato previsto che, in caso di contratti conclusi per telefono, il cliente confermi di avere ricevuto il documento scritto contenente tutte le condizioni contrattuali, trasmesso su supporto cartaceo o su un altro supporto durevole disponibile e accessibile, ai fini della validità del consenso per la stipula del contratto.

Inoltre, la delibera 395/2024/R/com ha rafforzato gli obblighi dei venditori in caso di modifiche delle condizioni contrattuali (variazioni unilaterali, evoluzioni automatiche e rinnovi), prevedendo, tra l'altro, che:

- per tutte le fattispecie sopra evidenziate, le comunicazioni debbano essere fornite su supporto durevole, preventivamente accettato dal cliente, e, nel caso di variazioni unilaterali e rinnovi, debbano avere contenuto vincolato alle specifiche previsioni regolatorie nonché essere separate da comunicazioni di altra natura, quali ad esempio le comunicazioni a scopi commerciali;
- in caso di invio telematico, l'instestazione delle comunicazioni di variazione contrattuale e di rinnovo debba coincidere con l'eventuale oggetto del messaggio di trasmissione;
- le variazioni unilaterali e i rinnovi debbano essere comunicati con un preavviso non inferiore a 3 mesi, ridotto a 1 mese solo nel caso in cui la variazione unilaterale comporti esclusivamente una riduzione dei corrispettivi previsti in contratto e determinati dal venditore;
- in caso di mancato rispetto esclusivamente dei termini di preavviso delle comunicazioni relative a variazioni unilaterali, evoluzioni automatiche e rinnovi, il venditore debba corrispondere un indennizzo automatico al cliente finale pari a 30 euro, mentre, in caso di mancato rispetto delle modalità e/o delle tempistiche di preavviso, la variazione unilaterale o il rinnovo non trovi applicazione, tranne nei casi in cui sia migliorativo per il cliente finale;
- il venditore debba inserire nelle comunicazioni di modifica delle condizioni contrattuali anche l'informazione relativa all'erogazione del citato indennizzo automatico in caso di mancato rispetto dei termini di preavviso delle comunicazioni medesime.

Infine, con la delibera 395/2024/R/com, è stata ribadita la responsabilità dei venditori per quanto riguarda il rispetto del Codice di condotta commerciale e dei diritti dei clienti finali anche con riferimento ai servizi telemarketing e teleselling affidati a terzi, indipendentemente dalla tecnologia o dalle modalità organizzative adottate per promuovere e concludere i contratti.

Il Codice di condotta commerciale è stato, inoltre, modificato dalla delibera 100/2023/R/com, prevedendo, a partire dal 1° gennaio 2024, la rimozione della Scheda di confrontabilità della spesa per la generalità dei clienti domestici. Successivamente, con la delibera 8 maggio 2024, 167/2024/R/eel, l'Autorità ha prorogato, fino a successivo provvedimento, l'obbligo per i venditori di consegnare a tutti i clienti finali domestici la Scheda di confrontabilità della spesa dell'energia elettrica, integrata con l'indicazione che le condizioni economiche e contrattuali del servizio di maggior tutela, la cui stima di spesa annua è riportata nella medesima Scheda, sono disponibili solo per i clienti vulnerabili.

La Bolletta del cliente finale dell'energia: revisione della Bolletta 2.0

Con la delibera 7 novembre 2023, 516/2023/R/com, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di regolazione della Bolletta 2.0, finalizzato alla sua revisione organica per perseguire gli obiettivi generali di miglioramento dal punto di vista della semplicità, comprensibilità e uniformità.

Nell'ambito del procedimento, anche sottoposto all'applicazione dell'analisi di impatto della regolazione (AIR) per gli aspetti più rilevanti, l'Autorità ha organizzato diversi incontri informativi, strutturati in *Focus Group*, con, rispettivamente, le associazioni rappresentative dei consumatori domestici e dei consumatori non domestici e un incontro, strutturato come un tavolo tecnico, con la partecipazione delle associazioni rappresentative degli operatori; inoltre, è stata svolta un'apposita indagine demoscopica rivolta alle famiglie per comprendere e valutare meglio l'utilizzo e il grado di comprensione della bolletta. Inoltre, con il primo documento per la consultazione 7 novembre 2023, 517/2023/R/com, come dettagliato nella precedente *Relazione Annuale*, l'Autorità ha quindi illustrato i primi orientamenti finalizzati a perseguire l'obiettivo di una bolletta che permettesse al cliente finale di essere orientato più efficacemente sul mercato libero, anche in vista della rimozione dei regimi di tutela e dell'attivazione del servizio di tutela della vulnerabilità, rivedendo le informazioni indicate e distinguendo quelle ritenute essenziali.

Nel 2024 l'Autorità ha inteso procedere con un'ulteriore fase di consultazione, presentando nuovi orientamenti con il documento 9 aprile 2024, 136/2024/R/com. In esito a tale consultazione, con la delibera 23 luglio 2024, 315/2024/R/com, l'Autorità ha approvato la nuova disciplina della Bolletta dei clienti finali, disponendo a tal fine una struttura articolata nei due documenti regolatori seguenti:

- la c.d. bolletta sintetica, contenente:
 - il frontespizio unificato, inteso come prima pagina universale della bolletta di tutti i clienti finali, che comprende un insieme circoscritto di informazioni-chiave – tra cui: i dati identificativi del cliente finale, i dati relativi alla fatturazione e al pagamento, l'importo totale da pagare, le informazioni relative ai recapiti telefonici per il servizio guasti elettrici o il servizio di pronto intervento gas, nonché un apposito spazio informativo per il venditore – definite dall'Autorità;
 - lo scontrino dell'energia, uno schema semplice e comprensibile, in sostituzione della vigente classificazione in voci di spesa "per destinazione", che espone gli importi fatturati secondo la logica quantità per prezzo (o "prezzo medio");
 - il box dedicato all'offerta, contenente le informazioni funzionali a rendere intellegibili le caratteristiche e l'applicazione dell'offerta sottoscritta;
 - gli elementi informativi essenziali con informazioni organizzate in "riquadri contenitori" denominati in modo unitario e riconoscibile;
- i c.d. elementi di dettaglio, immutati rispetto alla precedente disciplina della Bolletta 2.0.

Con tale nuova struttura si è inteso raggiungere gli obiettivi specifici di:

- semplicità: porre in risalto le informazioni essenziali al fine di incrementare la leggibilità della bolletta, almeno a un primo livello non disaggregato;

- comprensibilità: fornire tutti gli elementi per facilitare il riscontro degli importi fatturati e del prezzo pagato nel quadro dell'applicazione delle condizioni contrattuali sottoscritte;
- uniformità: garantire maggiore armonizzazione della reperibilità delle informazioni disponibili nelle bollette emesse dai diversi operatori, specie per quanto riguarda la prima pagina della bolletta, cioè il frontespizio.

L'applicazione dei nuovi criteri e degli obblighi previsti dalla regolazione della nuova disciplina è stata definita a partire dal 1° luglio 2025 ai clienti del servizio elettrico alimentati in bassa tensione e ai clienti del servizio di gas naturale domestici, condomini a uso domestico, attività di servizio pubblico e altri usi con consumi annui fino a 200.000 Smc, nonché con modalità semplificate nei confronti dei clienti finali per le forniture di gas diversi dal gas naturale. È stato altresì esteso l'ambito di applicazione della nuova disciplina rispetto a quello definito per la Bolletta 2.0, ricomprendendo i servizi di ultima istanza gas a partire dalle prossime assegnazioni all'anno termico 2025-2026, nonché le forniture destinate alle amministrazioni pubbliche.

Successivamente alla pubblicazione della delibera 315/2024/R/com, e in seguito alle richieste di chiarimento pervenute in merito, è stato convocato dagli Uffici dell'Autorità in data 11 dicembre 2024 un nuovo tavolo tecnico con le associazioni rappresentative degli operatori di vendita al fine di fornire alcuni chiarimenti e indicazioni operative funzionali ad assicurare la corretta e omogenea implementazione della nuova disciplina. In tale occasione è emersa l'esigenza di apportare alcune migliorie di tipo redazionale al fine di rendere più chiaro il testo di alcune disposizioni e correggere alcuni errori materiali nonché di prevedere alcune integrazioni della nuova disciplina. Con la delibera 21 gennaio 2025, 12/2025/R/com, successivamente confermata dalla successiva delibera 27 febbraio 2025, 64/2025/R/com, sono stati quindi approvati interventi di chiarimento e integrazione, con particolare riferimento a:

- i servizi aggiuntivi, le cui informazioni dovrebbero poter essere indicate dopo il totale della Bolletta;
- il box dell'offerta, con l'inserimento di due ulteriori righe nell'apposito box per descrivere con maggiore dettaglio la formazione della spesa per l'offerta sottoscritta;
- i documenti destinati ai clienti c.d. multisito, per i quali è stato chiesto di modificare il layout del documento regolatorio al fine di razionalizzare e ottimizzare la collocazione delle informazioni relative ai singoli POD/PDR, nonché le informazioni di dettaglio indicate all'interno dello scontrino dell'energia.

L'assicurazione a favore dei clienti finali del servizio 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)¹⁶. 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 2024 ha operato, per il quarto anno, la settima polizza assicurativa, relativa al quadriennio 2021-2024, disciplinata dalla delibera 19 maggio 2020, 167/2020/R/gas.

¹⁶ 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.

In vista della scadenza a fine 2024 del periodo assicurativo in corso, con la delibera 19 marzo 2024, 85/2024/R/gas, e il relativo Allegato A, l'Autorità ha disciplinato l'assicurazione dei clienti finali del gas per il quadriennio 2025-2028, affidando al CIG, confermato nel ruolo di contraente per conto dei clienti finali assicurati, il compito di espletare una gara per l'individuazione dell'impresa assicuratrice con la quale stipulare il nuovo contratto di assicurazione. La gara, alla quale hanno partecipato 5 imprese, è stata aggiudicata definitivamente a Revo Insurance SpA, che per la componente economica ha offerto un premio unitario complessivo annuo lordo inferiore del 7,7% rispetto al premio previsto per la polizza 2021-2024. In esito alla stipulazione del contratto con il CIG, l'impresa aggiudicataria ha attivato le coperture di polizza a partire dal 1° gennaio 2025, senza soluzione di continuità con la precedente polizza.

La componente qualitativa dell'offerta vincitrice comprende, tra l'altro, rispetto ai requisiti minimi di gara: la rinuncia, da parte della compagnia, alla facoltà di disdetta unilaterale per scadenza annuale; l'estensione della copertura assicurativa per responsabilità civile agli assicurati dichiarati totalmente o parzialmente incapaci di intendere e di volere; un aumento dei massimali previsti nella sezione infortuni per il caso di morte o invalidità permanente totale e per spese mediche; un aumento dei massimali previsti nella sezione incendio per danni a immobili e per danni a cose; la rimozione del limite massimo aggregato per annualità assicurativa ai risarcimenti per responsabilità civile; la conferma delle clausole di partecipazione agli utili (*profit sharing*)¹⁷ per le sezioni incendio e infortuni, con riconoscimento al contraente del 100% del margine residuo in caso di buon andamento tecnico della polizza, che potranno determinare, come in passato, una riduzione dei premi annui.

I costi dell'assicurazione sono coperti mediante un apposito corrispettivo, applicato in bolletta una volta all'anno ai titolari di PdR assicurati. Con la delibera 26 novembre 2024, 498/2024/R/gas, l'Autorità ha determinato il valore del corrispettivo in 0,45 euro/anno per PdR assicurato con decorrenza dal 1° gennaio 2025; questo 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 e alle relative esigenze di gettito.

Dal 1° ottobre 2004, data di attivazione della prima polizza assicurativa, al 31 dicembre 2024, sono stati complessivamente pagati oltre 58,5 milioni di euro a titolo di risarcimento o indennizzo a fronte di 2.245 pratiche di sinistro attivate, mentre, al termine del 2024, risultavano posti a riserva oltre 16 milioni di euro a copertura delle 200 pratiche di sinistro ancora aperte.

¹⁷ Le clausole di *profit sharing* comportano, per ogni annualità, una riduzione del premio base – riferito alle sole sezioni incendio e infortuni – calcolata come differenza tra l'80% del premio e l'esposizione complessiva (importi pagati + importi posti a riserva), al netto degli oneri gestionali riconosciuti all'impresa assicuratrice.

L'elenco dei venditori di energia elettrica

Come dettagliato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, con il decreto del Ministro della transizione ecologica 25 agosto 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 EVE), tenendo conto dei criteri, delle modalità e dei requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione proposti dall'Autorità al Ministro allora competente, con il provvedimento 16 novembre 2017, 762/2017/l/eel, come previsto dalla legge 4 agosto 2017, n. 124.

Con il decreto del Direttore generale per la competitività e l'efficienza energetica del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (che nel frattempo ne ha assunto le competenze) del 16 gennaio 2023 sono state approvate inoltre le indicazioni operative e le modalità di presentazione delle domande di iscrizione e di gestione dell'Elenco dei venditori di energia elettrica (di seguito anche: EVE).

Nelle precedenti *Relazioni Annuali* è già stato dato conto dei provvedimenti adottati dall'Autorità per gli aspetti di propria competenza al fine di consentire il completo dispiegamento dell'operatività del Regolamento EVE; in questa sede si richiama brevemente che:

- con la delibera 15 novembre 2022, 585/2022/R/eel, sono stati previsti il primo popolamento dell'EVE e l'iscrizione provvisoria delle imprese di vendita dell'energia elettrica accreditate in qualità di controparti commerciali nel SII alla data di entrata in vigore del Regolamento;
- con la delibera 25 luglio 2023, 339/2023/R/eel, sono state definite le procedure per garantire le comunicazioni ai soggetti interessati e consentire agli uffici del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica le successive verifiche che si rendessero necessarie ai fini della permanenza dei venditori nell'EVE.

Più in particolare, per quanto riguarda le procedure in merito alle irregolarità degli indicatori di natura finanziaria, l'Autorità ha disposto le modalità e le tempistiche con cui:

- le imprese distributrici sono tenute a trasmettere al SII l'elenco dei venditori o degli utenti del trasporto di cui questi si servono, per i quali si siano verificati, ai sensi del Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica (CTTE), due o più ritardi di pagamento, in relazione alle fatture di ciclo e rettifica con scadenza di pagamento nel semestre precedente;
- Terna è tenuta a trasmettere al SII l'elenco dei venditori o degli utenti del dispacciamento di cui questi si servono, per i quali risulta che l'indice IO ai sensi del Regolamento del sistema delle garanzie (Allegato A.61), calcolato mensilmente con riferimento alle fatture scadute nei sei mesi precedenti, risulti pari a 1;
- il Gestore del SII verifica che le segnalazioni di cui sopra siano rilevanti ai fini della permanenza nell'EVE e, nel caso, comunica tale risultanza al Ministero, anche segnalando ove ciò si sia verificato anche nel precedente periodo di riferimento e quindi siano maturate le cause di esclusione dall'Elenco, ai fini dell'avvio del procedimento da parte dello stesso Ministero;
- il Gestore del SII comunica al Ministero qualora un venditore non sia stato parte dei contratti di fornitura di energia elettrica nell'ultimo anno.

Nel corso del 2024 l'operatività tracciata dal Regolamento EVE e dalla regolazione sopra riassunta si è potuta quindi dispiegare e sono stati avviati i primi procedimenti in capo al Ministero, in conseguenza delle comunicazioni in merito alle mancate regolarità dei pagamenti o all'assenza prolungata di clienti finali serviti previste dal decreto.

L'elenco dei venditori di gas naturale

La legge 30 dicembre 2023, n. 214, ha, altresì, modificato le disposizioni dell'articolo 17 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, in materia di disposizioni per la promozione della concorrenza nel settore del gas naturale con riferimento all'Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di gas naturale a clienti finali (di seguito anche: EVG) operativo presso il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 29 dicembre 2011 (di seguito: decreto ministeriale 29 dicembre 2011).

Per effetto delle modifiche introdotte dalla Legge concorrenza 2022 già citata ai precedenti paragrafi, è stato dato mandato all'Autorità di proporre al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 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'EVG. Con tali modifiche si è inteso uniformare, per quanto possibile, le condizioni per l'esercizio dell'attività di vendita del gas naturale a quelle già in vigore per l'energia elettrica, ricordate al paragrafo precedente della presente *Relazione Annuale*, mutuandone lo spirito e l'impostazione.

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 5 marzo 2024, 69/2024/R/gas, e in esito alla consultazione di cui al documento di pari data, 70/2024/R/gas, l'Autorità ha quindi tempestivamente reso la proposta al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 23 aprile 2024, 157/2024/R/gas, recante condizioni, criteri, modalità e requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione, la permanenza e l'esclusione dei soggetti iscritti nell'EVG; tali aspetti sono analoghi ai corrispondenti previsti per il settore elettrico e tenendo conto delle specificità del settore gas rispetto a quello elettrico. Con il medesimo provvedimento l'Autorità ha al contempo indicato quali aspetti previsti dal decreto ministeriale 29 dicembre 2011 siano ancora del tutto rispondenti alle originarie finalità o coerenti con l'attuale assetto del settore del gas naturale e quali invece possano essere oggetto di proposta di sostituzione o di superamento.

La proposta dell'Autorità ha previsto i seguenti principali aspetti:

- l'indicazione nell'EVG della tipologia di gas naturale che ciascuna impresa intende vendere ai clienti finali e la tipologia di approvvigionamento, distinguendo i casi in cui l'attività avvenga tramite una rete di distribuzione connessa alla rete nazionale di trasporto oppure tramite reti isolate, prevedendo in quest'ultimo caso requisiti più semplificati;
- per quanto riguarda i requisiti tecnici, le imprese:
 - devono avere le medesime forme societarie previste dall'EVE;
 - riportano come oggetto sociale l'attività di vendita di gas naturale, declinata nel caso avvenga tramite rete di distribuzione connessa alla rete nazionale di trasporto oppure tramite reti isolate;
 - devono servire almeno un cliente finale in dodici mesi, prevedendo la verifica *rolling* da parte del Gestore del SII;
 - non hanno più l'obbligo di presentare informazioni in merito alla struttura organizzativa e di presentare copia dei bilanci, in considerazione dei nuovi requisiti finanziari di cui più avanti;
- per quanto riguarda i requisiti di onorabilità (attualmente non previsti dal decreto ministeriale 29 dicembre 2011), sono necessarie – analogamente a quanto previsto per il settore elettrico – l'assenza dello stato di fallimento o di liquidazione coatta o di concordato preventivo e l'onorabilità *stricto sensu* delle persone fisiche che assumono un ruolo rilevante nelle imprese di vendita, a valere per le imprese del gruppo che svolgono attività di direzione e coordinamento nei confronti dell'impresa di vendita e per tutte le imprese di vendita appartenenti al medesimo gruppo;
- per quanto riguarda i requisiti finanziari:

- la condizione per cui il capitale sociale versato delle imprese sia pari ad almeno 100.000 euro come per l'EVE, intendendo con ciò assolvere al vigente obbligo per le imprese di dimostrare capacità finanziaria sufficiente a ottemperare ai consumi dei propri clienti, aspetto di non facile verificabilità;
- ulteriori quattro condizioni finalizzate a misurare la capacità delle imprese – anche per il tramite degli utenti della distribuzione e del bilanciamento di cui esse si servono – di approvvigionarsi dei servizi di filiera evitando socializzazioni a carico del sistema. Tali condizioni riguardano la ripetizione per un periodo di tempo definito (12 o 24 mesi, a seconda dei casi) dell'attivazione del servizio di *default* trasporto a seguito di risoluzione del contratto di trasporto per inadempimento nell'ambito del servizio di bilanciamento, dell'attivazione dei servizi di ultima istanza per i punti serviti in *default* trasporto in caso di inadempimento delle obbligazioni di pagamento dello stesso servizio, dell'attivazione dei servizi di ultima istanza nei casi di perdurante inadempimento di una fattura del *default* trasporto e dell'attivazione dei servizi di ultima istanza per la risoluzione del contratto di distribuzione a seguito di inadempimento nei confronti del distributore;
- procedure per l'iscrizione, la permanenza o la cancellazione delle imprese di vendita analoghe a quelle previste dall'EVE.

Nell'alveo della collaborazione interistituzionale, nel mese di novembre 2024 il Presidente dell'Autorità, sentito il Collegio, ha inoltre trasmesso al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica parere favorevole in merito allo schema di Regolamento inviato alla stessa Autorità e attuativo di quanto previsto dalla Legge concorrenza 2022 e sopra richiamato, ritenuto coerente con la proposta resa con il provvedimento 157/2024/R/gas per i profili di competenza. Con la stessa comunicazione è stata segnalata l'opportunità di valutare modifiche al Regolamento EVE al fine di perseguire un approccio omogeneo delle disposizioni in materia di tutela del cliente finale per l'energia elettrica e il gas naturale.

Il decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica n. 85, recante "Regolamento recante condizioni, criteri, modalità e requisiti per l'iscrizione, la permanenza e l'esclusione delle imprese iscritte nell'elenco dei soggetti abilitati alla vendita di gas naturale", è stato infine promulgato in data 19 maggio 2025 e pubblicato nella Gazzetta Ufficiale del successivo 19 giugno; di esso e della regolazione attuativa si darà conto nella prossima *Relazione Annuale*.

Regolazione del mercato elettrico e del gas

Morosità e disciplina del sistema indennitario

La disciplina del sistema indennitario è stata inizialmente introdotta per il settore elettrico con la delibera 11 dicembre 2009, ARG/elt 191/09, ed è successivamente sostituita dal Testo integrato del sistema indennitario (TISIND, di seguito disciplina a regime del sistema indennitario), 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 la data di *switching* del cliente finale moroso (per maggiori dettagli si rinvia alla *Relazione Annuale* 2015). Tale indennizzo, pari – al massimo – alla stima della spesa di quattro mesi di erogazione della fornitura, è posto a carico del cliente finale moroso attraverso l'applicazione di un corrispettivo ag-

giuntivo 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 a dicembre 2024 gli esercenti la vendita uscenti hanno correttamente emesso circa 2,4 milioni di richieste di indennizzo per corrispettivi C^{MOR} totali di 983,5 milioni di euro a fronte di crediti insoluti di circa 1.170,8 milioni di euro.

Nel settore del gas, dall'entrata in operatività del sistema indennitario nel giugno 2019 a dicembre 2024 gli esercenti la vendita uscenti hanno correttamente emesso circa 646.600 richieste di indennizzo per corrispettivi C^{MOR} totali di 232,3 milioni di euro a fronte di crediti insoluti di circa 262,1 milioni di euro. Nel corso del 2024 gli esercenti la vendita hanno ottenuto indennizzi in media al mese per 30,4 milioni di euro nel settore elettrico e 12,7 nel settore del gas.

TAV. 9.8 *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	GEN.-DIC. 2023	GEN.-DIC. 2024
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%	42,3%	46,7%
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%	34,0%	35,8%

SETTORE DEL GAS	GIU.-DIC. 2019 ^(E)	GEN.-DIC. 2020	GEN.-DIC. 2021	GEN.-DIC. 2022	GEN.-DIC. 2023	GEN.-DIC. 2024
Nel periodo analizzato	3,6%	29,0%	39,6%	39,1%	39,6%	42,7%
Cumulate	3,6%	19,3%	27,9%	31,2%	33,0%	35,2%

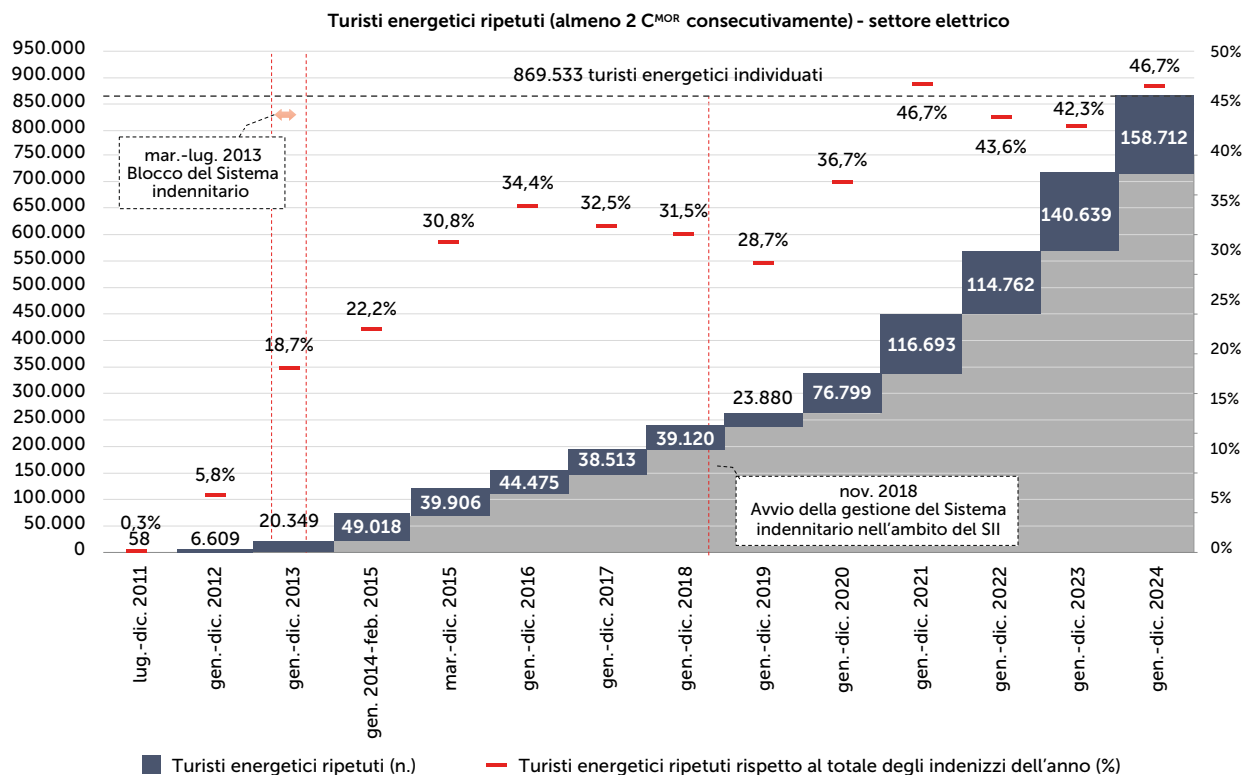
- (A) Dati nel periodo marzo-dicembre 2013 al netto delle richieste di indennizzo relative a punti di prelievo il cui titolare ha effettuato una voltura in seguito alla prima richiesta di indennizzo in modo da non essere più rintracciato. Fenomeno invece incluso negli altri periodi. Tale differenza, tuttavia, non inficia 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 inficia 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 giugno 2019.

Fonte: Elaborazione dell'Autorità su dati provenienti dal Sistema Informativo Integrato.

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 il quale gli esercenti la vendita uscenti avrebbero dovuto incassare i propri crediti dai clienti finali tramite i canali standard di riscossione), dall'entrata in operatività del Sistema indennitario in ciascun settore gli esercenti la vendita sono riusciti a ridurre gli oneri del mancato pagamento relativi ai crediti per cui hanno presentato richiesta di indennizzo dell'82% nel settore elettrico e dell'86% nel settore del gas.

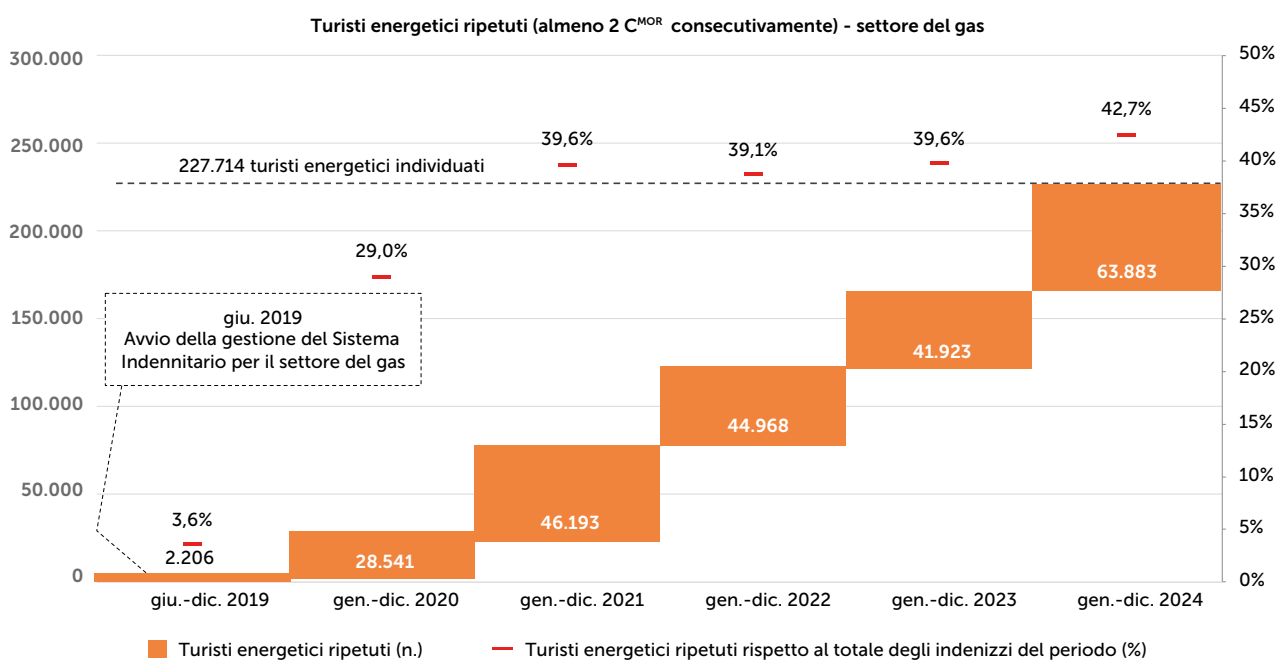
Le attività di monitoraggio del gestore hanno anche avuto a oggetto il comportamento dei clienti che utilizzano ripetutamente lo *switching*, al fine di non pagare le fatture relative agli ultimi mesi della fornitura. I risultati di tali analisi sono evidenziati nelle figure seguenti.

FIG. 9.4 Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il Sistema indennitario nel settore elettrico



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente Unico.

FIG. 9.5 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, nel 2024, le richieste di indennizzo relative a clienti finali che già ne avevano ricevute rappresentino nel settore elettrico il 46,7% dei nuovi indennizzi riconosciuti nello stesso periodo: il valore più alto dall'entrata in operatività del Sistema indennitario (raggiunto anche nel 2021). Nel settore del gas, tale percentuale per il 2024 è pari al 42,7%. Il gestore del Sistema indennitario, 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.

Meccanismo di riconoscimento degli oneri generali di sistema

Con la delibera 2 febbraio 2021, 32/2021/R/eel, l'Autorità ha introdotto un apposito meccanismo di riconoscimento degli oneri generali di sistema (OGdS, da qui in poi) non riscossi dai clienti finali e già versati alle imprese distributrici in ottemperanza alle statuizioni del giudice amministrativo relative al versamento dei suddetti oneri. In particolare, il meccanismo dispone che all'utente del trasporto partecipante siano riconosciuti gli OGdS che ha anticipato all'impresa distributtrice ma che non ha incassato dai clienti finali.

Nell'ambito della sessione dell'anno 2024 di partecipazione e liquidazione non sono emerse criticità rilevanti; da sottolineare come gli ammontari oggetto di riconoscimento hanno avuto mediamente valori molto minori rispetto alle sessioni precedenti, in quanto riferibili alla fatturazione degli OGdS dell'anno 2022, periodo in cui, per effetto di molteplici misure legislative di contrasto al "caro bolletta", gli OGdS erano stati azzerati o diminuiti nel loro valore. Da segnalare inoltre che, come riportato al Capitolo 11 del presente Volume 2, sono state avviate le prime verifiche ispettive sul tema, in ottemperanza alla delibera dell'Autorità 18 giugno 2024, 234/2024/E/eel.

Aggiornamenti al Codice di rete per il servizio di distribuzione gas

Come riportato nella precedente *Relazione Annuale*, con la delibera 22 giugno 2017, 465/2017/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento volto ad aggiornare la disciplina che regola le condizioni di accesso e di erogazione del servizio di distribuzione del gas naturale. Nell'ambito di tale procedimento, nel corso del quale è stato tenuto nel 2022 anche un tavolo tecnico con gli operatori, con il documento per la consultazione 25 luglio 2023, 341/2023/R/gas, di cui si è già reso conto, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti in tema di revisione della disciplina delle garanzie e dei pagamenti nell'ambito del Codice di rete tipo per la distribuzione del gas naturale (CRDG); in particolare, tale documento per la consultazione ha trattato gli orientamenti relativi all'introduzione di una procedura standardizzata per la gestione delle garanzie, all'ampliamento del novero delle garanzie ammissibili, alla quantificazione della garanzia finanziaria, all'adeguamento tempestivo della garanzia a seguito di un aumento rilevante dei punti serviti, alle fidejussioni assicurative e alla modifica della data di scadenza delle fatture.

Il procedimento è stato successivamente aggiornato con la delibera 6 giugno 2023, 249/2023/R/gas, attribuendo carattere di priorità:

- alla standardizzazione dei contenuti dei documenti regolatori correlati alle fatture di distribuzione;
- alla definizione della disciplina delle modalità di fatturazione e delle garanzie ammesse, nonché il loro dimensionamento e la relativa gestione degli inadempimenti;
- alla definizione della disciplina della regolarità dei pagamenti e della modalità di gestione degli inadempimenti.

Nel corso del 2024 alcuni dei temi sopra sono stati ulteriormente oggetto di provvedimenti. In particolare:

- con la determinazione del direttore della Direzione Servizi di Sistema e Monitoraggio Energia dell'Autorità 2 agosto 2024, DSME/3/2024, è stata aggiornata la precedente determina 22 dicembre 2023, DSME/4/2023, di definizione degli interventi in merito alla standardizzazione dei contenuti dei documenti regolatori correlati alle fatture di distribuzione e alle istruzioni operative che definiscono la struttura dei documenti regolatori, operative a partire dal 1° ottobre 2024;
- con la delibera 19 marzo 2024, 94/2024/R/gas, è stato dato seguito a un aspetto trattato nel documento per la consultazione 341/2023/R/gas, disponendo che, tra le garanzie ammesse ai sensi del Codice, gli utenti della distribuzione possano ricorrere, senza limitazioni, al deposito cauzionale in considerazione del fatto che questo costituisce una forma di garanzia tendenzialmente affidabile e di pronta escussione e si presta pertanto a impieghi flessibili da parte di utenti di varie dimensioni.

I temi delle garanzie, della fatturazione e delle procedure di verifica della regolarità dei pagamenti sono stati invece ulteriormente trattati con il successivo documento per la consultazione 10 settembre 2024, 356/2024/R/gas, tenendo conto delle osservazioni e degli spunti pervenuti in precedenza nell'ambito del procedimento. In particolare, gli ultimi orientamenti dell'Autorità hanno riguardato, tra l'altro:

- le modalità di determinazione della garanzia finanziaria, con il superamento dell'attuale definizione del valore in funzione del valore complessivo annuo del contratto di distribuzione e l'adozione della somma dei fatturati delle mensilità dei mesi di dicembre, gennaio e febbraio;
- la facoltà di riduzione della garanzia prestata, condizionata al fatto che l'utente sia regolare nei pagamenti;
- la necessità di prestare una valida garanzia prima della stipula del contratto di distribuzione e che essa sia oggetto di una prima quantificazione, precedente al primo *switching*, e di un successivo adeguamento;
- la definizione o l'introduzione di tempistiche per il rinnovo o le verifiche di adeguamento della garanzia;
- l'ampliamento del novero delle garanzie ammissibili, prevedendo che gli utenti possano fare ricorso alle garanzie reputazionali (*rating creditizio* e *parent company guarantee*) anche nei casi in cui siano in possesso di *rating* emessi dalle altre agenzie registrate o certificate dall'ESMA ai sensi del Regolamento EC n. 1060/2009;
- l'introduzione di una condizione della regolarità dei pagamenti prevedendo al contempo alcune misure riservate ai soli utenti regolari;
- la necessità dell'adeguamento tempestivo della garanzia a seguito di un aumento rilevante dei punti serviti (ovvero maggiore del 10% su base mensile);
- la previsione di un unico termine di pagamento per le fatture del servizio di distribuzione, corrispondente all'ultimo giorno lavorativo del mese successivo a quello di emissione;
- disposizioni nei casi di inadempimento nei pagamenti.

Nella *Relazione Annuale* del prossimo anno sarà dato conto degli ulteriori provvedimenti che si prevede siano adottati in materia.

Introduzione della facoltà di scelta del venditore in fase di voltura nel settore gas

Nell'ambito del completamento degli interventi di riforma dei processi commerciali che impattano sul cliente finale e che garantiscono un buon funzionamento dei mercati dell'energia, con il documento per la consultazione 22 ottobre 2024, 429/2024/R/gas, l'Autorità ha delineato gli orientamenti finalizzati a consentire ai clienti finali di effettuare una voltura contrattuale con contestuale cambio del fornitore, nel mercato del gas naturale, come già previsto nel mercato dell'energia elettrica.

In particolare, gli interventi prospettati nel documento per la consultazione sono funzionali al completamento delle procedure connesse all'esecuzione di un contratto di vendita sottoscritto da un nuovo cliente finale con una controparte commerciale diversa da quella con cui il precedente cliente finale ha in corso il contratto di fornitura.

Attualmente, il cliente avente diritto, che intende acquisire la titolarità di un punto di riconsegna attivo, deve richiedere la voltura alla controparte commerciale presente sul punto; quest'ultima può accettare o meno la richiesta e, nel caso in cui la richiesta del cliente non venga accettata, il medesimo può sottoscrivere un contratto di fornitura con una nuova controparte commerciale. Nell'ambito del documento per la consultazione 429/2024/R/gas è stato evidenziato che il panorama dei misuratori attualmente installati nel settore del gas naturale, che a livello nazionale vede una percentuale di installazione di *smart meter* superiore all'80% del totale, e le relative *performance* tecniche di telelettura, nonché il consolidamento della gestione delle relazioni tra gli operatori della filiera e ciascun punto di riconsegna nell'ambito del SII, possono aprire alla possibilità che un cliente finale avente diritto alla fornitura possa sottoscrivere un contratto di fornitura con una controparte commerciale a sua scelta, anche diversa da quella già presente sul punto di riconsegna, senza dover prima obbligatoriamente presentare la richiesta alla controparte commerciale associata al punto di riconsegna.

Nel medesimo documento per la consultazione 429/2024/R/gas è stata, inoltre, delineata la possibilità di aggiornare il servizio di *pre-check* gas inserendo alcune informazioni tecniche afferenti al punto di riconsegna, utili a verificare che le informazioni rese dal cliente per la stipula del contratto di fornitura siano coerenti con quelle presenti nel SII, prima di effettuare la richiesta di cambio fornitore.

Regolazione della qualità dei servizi di vendita

L'Autorità ha avviato, con la delibera 17 dicembre 2024, 548/2024/R/com, un procedimento per l'aggiornamento e la revisione della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale, di cui all'Allegato A alla delibera dell'Autorità 21 luglio 2016, 413/2016/R/com (TIQV). I settori dell'energia elettrica e del gas naturale hanno infatti registrato, soprattutto in anni recenti, una sensibile evoluzione; in particolare, le modifiche intervenute nel quadro normativo, in relazione alla ridefinizione dei servizi di tutela e di ultima istanza, hanno prodotto effetti sia sull'assetto dei mercati, sia sulle dinamiche dell'interazione fra clienti e venditori. In questo contesto, la regolazione è chiamata a favorire la differenziazione dell'offerta, anche in termini di qualità erogata, ma deve comunque garantire, con strumenti adeguati al mercato, livelli minimi di qualità del servizio per tutti i clienti, favorire soluzioni inclusive per i clienti e promuovere la disponibilità di informazioni comprensibili e confrontabili sui livelli effettivi di qualità del servizio offerto.

Nel Quadro strategico 2022-2025, l'Autorità ha individuato, tra i propri obiettivi strategici, quello di promuovere l'*empowerment* del consumatore (OS1) e, tra le linee di intervento declinate in relazione a questo obiettivo, rientrano quelle di potenziare e promuovere strumenti flessibili di risposta ai reclami e alle richieste di informazioni dei clienti, favorire l'utilizzo di modalità smart e tempestive di comunicazione e potenziare la consapevolezza dei clienti anche mediante pubblicazioni comparative.

Il procedimento avviato con la delibera 548/2024/R/com persegue l'obiettivo generale di promuovere la crescita della capacità del consumatore di prendere decisioni nel nuovo contesto di mercato, anche utilizzando opportuni strumenti di tutela non di prezzo e semplificando, laddove possibile, procedure e adempimenti a carico dei soggetti interessati. Sono inoltre stati individuati, quali obiettivi specifici: rafforzare ed estendere gli strumenti di tutela, anche facilitando e potenziando l'accesso a servizi di assistenza tempestivi ed efficaci per tutti i clienti, inclusi i vulnerabili e/o i meno digitalizzati; facilitare il raggiungimento di più elevati livelli di soddisfazione delle diverse esigenze dei clienti, attraverso l'adozione, da parte delle imprese di vendita, di nuovi canali di accesso e di nuovi servizi, anche differenziati e basati su soluzioni tecnologiche innovative; aggiornare, semplificare ed efficientare gli strumenti di monitoraggio da parte dell'Autorità sul rispetto degli standard e sulla qualità percepita dei clienti, incluse le indagini di soddisfazione; migliorare l'informazione disponibile ai clienti riguardo ai livelli qualitativi offerti dai venditori.

In considerazione del potenziale impatto del provvedimento finale su operatori e clienti e per favorire la più ampia partecipazione al procedimento di tutti soggetti interessati, l'Autorità ha ritenuto opportuno sottoporre il procedimento all'applicazione dell'analisi di impatto della regolazione (AIR), anche con modalità semplificate, per gli aspetti più rilevanti. Nell'ambito del procedimento è previsto anche lo svolgimento di tavoli tecnici e focus group per la consultazione dei soggetti interessati, allo scopo di acquisire elementi conoscitivi utili per la formazione e l'adozione dei provvedimenti.

Sistema Informativo Integrato (SII)

Centralizzazione delle richieste di prestazioni tecniche

Con la delibera 9 aprile 2024, 135/2024/R/eel, l'Autorità ha stabilito le disposizioni funzionali alla centralizzazione nell'ambito del Sistema Informativo Integrato (SII) di ulteriori prestazioni, ad oggi gestite bilateralmente tra utenti del trasporto e imprese distributrici, con particolare riferimento all'attivazione e disattivazione di un punto di prelievo, nonché alla variazione di potenza. La delibera, che fa seguito al documento di consultazione 290/2022/R/eel, definisce le modalità di gestione centralizzata nel SII delle prestazioni che richiedono un'attività tecnica svolta dall'impresa distributtrice, ovvero che comportano una variazione dello stato di energizzazione del punto di prelievo, in particolare le prestazioni di attivazione e disattivazione.

La delibera ha previsto, in particolare:

- di implementare e centralizzare nell'ambito del SII i processi funzionali all'esecuzione di prestazioni tecniche attinenti alla gestione delle forniture di energia elettrica, quali l'attivazione e la disattivazione della fornitura, definendo modalità di gestione che consentano di cogliere a pieno i benefici della centralizzazione, attraverso la generalizzazione di buone pratiche di gestione e la standardizzazione dei flussi informativi, e tenendo conto del fatto che per talune fattispecie gli interventi prospettati mal si adattano a una gestione puntuale e diversificata. Si stabilisce, infatti, di centralizzare la richiesta di attivazione della fornitura esclusivamente con riferimento alle prestazioni individuate nella Tabella 5 del TIQC, lasciando all'interlocuzione bilaterale tra utente del trasporto e impresa distributtrice la gestione delle ulteriori fattispecie particolari di attivazioni. Si stabilisce, inoltre, di ricomprendere nella centralizzazione le richieste di variazione di potenza della fornitura anche non contestuali all'attivazione, anch'esse individuate nella Tabella 5 del TIQC;
- la creazione di un servizio denominato *check-POD*, che, utilizzando le informazioni tecniche relative al POD nella disponibilità del SII, dà evidenza all'utente del trasporto dello stato di energizzazione del POD, nonché delle caratteristiche tecniche del medesimo, minimizzando gli errori in fase di richiesta.

Con riferimento alle tempistiche di implementazione: per la prestazione di disattivazione l'entrata in applicazione è prevista a far data da febbraio 2025, l'implementazione del servizio di *check-POD* a partire da luglio 2025 e l'implementazione delle prestazioni di attivazione e variazione di potenza, anche non contestuale all'attivazione, da settembre 2025.

Meccanismo dei Titoli di efficienza energetica (TEE)

Determinazione del contributo tariffario

Con il decreto del Ministro della transizione ecologica 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.

Con la delibera 10 luglio 2024, 283/2024/R/efr, è stato definito il contributo tariffario da riconoscere ai distributori adempienti ai propri obblighi di risparmio energetico per l'anno d'obbligo 2023, secondo le regole definite con la citata delibera 270/2020/R/efr. In particolare, in considerazione dei risultati degli scambi di TEE avvenuti sul mercato e tramite accordi bilaterali nel periodo intercorrente tra l'inizio e il termine di tale anno d'obbligo (1° giugno 2023-31 maggio 2024), delle quantità di TEE complessivamente nella disponibilità degli operatori alla medesima data del 31 maggio 2024 e dell'obiettivo specifico aggiornato, è stato determinato il valore del contributo tariffario unitario per l'anno d'obbligo 2023, pari a 248,99 €/TEE.

Diversamente dagli anni precedenti, inoltre, il corrispettivo addizionale unitario per il medesimo anno – correlato sia all'effettiva disponibilità di TEE per ottemperare agli obiettivi che al prezzo di mercato dei TEE – è risultato non erogabile ai sensi della medesima delibera 270/2020/R/efr. In particolare, è risultato 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 2023 fosse inferiore a 250 €/TEE (e in particolare pari a 249,33 €/TEE), ferma restando una differenza tra obiettivo annuale da ottemperare ed effettiva disponibilità dei TEE confrontabile, in valore assoluto, con quella riscontrata nell'anno precedente.

Si richiama infine che l'anno d'obbligo 2023, concluso nel mese di maggio 2024, sia stato il primo nel quale è stato applicato l'adeguamento delle regole di definizione del contributo tariffario unitario in acconto, disposto con la delibera 10 ottobre 2023, 454/2023/R/efr, di cui si è dato conto nella precedente *Relazione Annuale*. Tale modifica limita l'esposizione finanziaria delle imprese che intendono ottemperare ai propri obiettivi nella sessione di acconto, stimolando quindi le stesse imprese ad anticipare gli obiettivi nella prima metà dell'anno d'obbligo e contribuendo a un mercato dei TEE maggiormente omogeneo.

Ripartizione degli obiettivi di risparmio energetico

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 naturale soggetti agli obblighi di risparmio energetico per l'anno d'obbligo 2024 e alla ripartizione tra essi degli obiettivi definiti dal decreto del Ministero della transizione ecologica 21 maggio 2021.

Sono state mantenute le modalità facilitate di raccolta dei dati già adottate negli anni precedenti che permettono di ridurre gli oneri in capo ai soggetti regolati dal momento che, anziché procedere con una raccolta dati *ad hoc*, la determinazione avviene sulla base del numero di clienti allacciati alle reti e dei quantitativi di energia elettrica e gas distribuiti già comunicati all'Autorità nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati, condotta ai sensi della legge istitutiva. Tali dati sono stati condivisi con gli operatori mediante il Comunicato agli operatori pubblicato sul sito internet dell'Autorità in data 22 ottobre 2024 e, come usuale, è stato previsto che gli operatori potessero fare pervenire eventuali rettifiche dei dati dagli stessi già trasmessi e ivi riportati. In esito a tale comunicato e decorso il tempo ivi previsto, con la determina del direttore della Direzione Servizi di Sistema e Monitoraggio Energia 6/2024, 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 2023, il Rapporto 23 luglio 2024, 317/2024/I/com (Rapporto 2023), 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 2023 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 2023 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 2023, 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'Autorità¹⁸.

18 V. www.arera.it/dati-e-statistiche/dettaglio?tx_modellostatistiche_getdatistatistiche%5Bslug%5D=2326cHash=53a0bbadd68f695751af5ff1eb34a006.

Molti dati afferenti ai punti serviti e ai cambi fornitore dei clienti, che in precedenza erano trasmessi dagli operatori, sono ormai trasmessi dal Gestore del SII, che supporta 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 2023 in primo luogo confermano per i clienti MT altri usi del settore elettrico l'assenza di specifiche criticità rilevanti. La concentrazione è in diminuzione secondo molti dei relativi indici ed è compatibile con condizioni di effettiva concorrenza. La dinamicità dei clienti è sostenuta e in leggero aumento rispetto all'anno precedente. Pertanto, anche per il 2023, è possibile affermare che il funzionamento del mercato, con riferimento al segmento di clienti MT altri usi, non richieda 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 con riferimento 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 soprattutto in termini di dinamicità dei clienti, permangono tuttora 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 capacitazione del cliente "medio" di tali tipologie, che quindi non sembra ancora in grado di 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.

Nell'ambito dell'evoluzione del sistema di Monitoraggio *retail*, al fine di ridurre le asimmetrie informative tra operatori, rendere più efficace la collaborazione con le altre istituzioni del Paese ed europee e favorire la ricerca anche accademica, l'Autorità ha reso disponibili degli strumenti di consultazione dei consumi medi mensili di energia elettrica e gas naturale, con dettagli geografici fino alla provincia.

Tali strumenti sono consultabili alle pagine web:

- per l'energia elettrica:
 - analisi dei consumi dei clienti domestici (con dettaglio);
 - analisi dei prelievi non domestici per ATECO, per i clienti bassa tensione con dettaglio per attività economica;
- per il gas naturale:
 - analisi dei consumi dei clienti domestici.

Sono ivi disponibili dati mensili, a partire dal 2021, su:

- il prelievo medio mensile, in kWh, rilevato per tutti i clienti domestici;
- la ripartizione del consumo per fasce, in %, con riferimento ai clienti domestici trattati per fasce;
- il prelievo medio orario, in kWh, rilevato per i clienti domestici trattati orari.

I dati afferenti ai clienti domestici possono essere interrogati selezionando differenti caratteristiche di interesse quali la regione, la provincia, il mercato; nel settore elettrico si può selezionare anche la classe di potenza e l'eventuale residenza del cliente finale, mentre nel settore del gas la zona climatica e la classe di consumo. Diversamente i dati afferenti ai clienti in bassa tensione possono essere consultati con dettaglio per tariffa di trasporto associata alla classe di potenza e l'attività economica come definita nella classificazione ATECO, con dettagli selezionabili fino alla "classe" (IV cifra)¹⁹. Le elaborazioni sono condotte da ARERA sulla base dei dati di misura messi a disposizione dalle imprese distributrici tramite il SII. Tali strumenti saranno periodicamente aggiornati con dati di prelievo sempre più recenti.

¹⁹ La classificazione ATECO definita da ISTAT è una classificazione gerarchica costituita da codici alfanumerici che al maggior livello di dettaglio arrivano fino alla VI cifra. Rappresenta le varie attività economiche raggruppate, dal generale al particolare, in:

- sezioni (lettera maiuscola),
- divisioni (II cifra),
- gruppi (III cifra),
- classi (IV cifra),
- categorie (V cifra), dettaglio non disponibile,
- sottocategorie (VI cifra), dettaglio non disponibile.

La classificazione ATECO rappresenta la versione italiana della nomenclatura europea. Le due classificazioni coincidono fino alla classe (IV cifra).

Sempre nell'ambito del Monitoraggio *retail*, l'Autorità ha introdotto un Indicatore di prezzo (IP) delle offerte scelte dai clienti nell'ambito del mercato libero, disponibile alla pagina "Prezzi applicati ai clienti domestici nel mercato libero" e presentato per la prima volta nel Rapporto di monitoraggio 59/2024. Tale Indicatore è calcolato considerando in ciascun mese, a partire dal gennaio 2023, le offerte effettivamente scelte dai clienti domestici che hanno cambiato fornitore e simulando la relativa spesa annua per i 12 mesi successivi, nonché il relativo prezzo medio atteso. Il valore di questo indice, aggiornato all'ultimo mese disponibile, rappresenta quindi la migliore stima della spesa unitaria che i clienti che hanno cambiato fornitore sosterranno nei 12 mesi successivi. L'indicatore viene riferito alla spesa unitaria totale, comprensiva di tutte le voci (materia energia, trasporto, oneri di sistema e imposte), in modo da fornire una rappresentazione concreta del costo totale sostenuto dal consumatore.

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 delle periodiche indagini demoscopiche, 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 sui clienti che hanno cambiato fornitore nel corso dell'anno;
- 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 e del successivo decreto del Ministro della transizione ecologica del 31 agosto 2022, n. 315/2022, infatti, all'art. 2, comma 5, 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 gennaio 2025 (di seguito: successivi aggiornamenti del Rapporto di monitoraggio al MASE) ed è trasmesso al MASE e alle Commissioni parlamentari competenti.

A partire dal 27 luglio 2021, l'Autorità ha inviato semestralmente al MASE i rapporti di monitoraggio 327/2021/I/com, 37/2022/I/com, 342/2022/I/com, 30/2023/I/com, 343/2023/I/com, 59/2024/I/com, 346/2024/I/com e 52/2025/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.



CAPITOLO 10



**TUTELA DEI CONSUMATORI
DEI SETTORI REGOLATI**

INTERSETTORIALE

Richieste di informazioni, reclami e controversie dei clienti e utenti finali

Nel 2024, in controtendenza rispetto a quanto registrato nel 2023, si evidenzia una complessiva diminuzione dei volumi delle richieste – scritte e telefoniche – in ingresso allo Sportello per il consumatore energia e ambiente dell'Autorità (Sportello), gestito in avvalimento da Acquirente unico S.p.A., per l'attivazione dei diversi servizi da parte di clienti e utenti dei settori regolati (Tav. 10.1). In particolare, per quanto riguarda i servizi di tipo informativo, le chiamate pervenute in orario di servizio al *call center* si sono ridotte del 27% rispetto al 2023, attestandosi a 1.100.000 circa per tutti i settori, così come le richieste scritte di informazioni (-18% per i settori idrico e del telecalore e -3% per l'energia), mentre le procedure speciali informative per i settori energetici hanno fatto registrare un incremento del 14%. I dati relativi agli strumenti per la risoluzione di problematiche e controversie, invece, appaiono coerenti con l'introduzione regolatoria del tentativo obbligatorio di conciliazione per i settori idrico e del telecalore dal 30 giugno 2023 a discapito del reclamo di seconda istanza allo Sportello (eccezion fatta per le problematiche relative al bonus sociale idrico): difatti, nel 2024, le domande presentate al Servizio Conciliazione per i suddetti settori hanno fatto registrare un aumento del 35%, a fronte della riduzione del 47% dei reclami di secondo livello per il settore idrico. Analoga percentuale in diminuzione (-45%) si denota per le procedure speciali risolutive nei settori energetici. In linea generale, le dinamiche sopra rappresentate sembrerebbero riconnettersi al graduale affievolimento degli effetti della crisi dei prezzi dell'energia del 2023, anche in ragione del progressivo assestamento dell'automatismo dei bonus dei settori energetici, seppur nel contesto del percorso di abolizione delle tutele di prezzo per i clienti finali domestici giunto a compimento nel luglio 2024.

TAV. 10.1 Volumi in ingresso allo Sportello e al Servizio Conciliazione nel 2024 (settori energia elettrica, gas, idrico, telecalore e rifiuti)

ATTIVITÀ E SETTORI			ANNO 2024	Δ vs 2023
Informazioni telefoniche e scritte sui settori regolati	Chiamate al <i>call center</i> 800166654 (pervenute in orario di servizio)		1.083.236	-28%
			39.285	-25%
	Richieste scritte di informazioni (*)		48.658	-3%
			3.974	-18%
	Richieste di attivazione di procedure speciali informative		51.423	+14%
Risoluzione extragiudiziale delle controversie e strumenti di supporto per la gestione di specifiche problematiche	Domande al Servizio Conciliazione (conciliazione obbligatoria)		29.180	+2%
			5.384	+35%
	Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive		17.326	-45%
	Reclami di secondo livello in tema di bonus sociale		3.820	-47%
Gestione transitoria delle comunicazioni degli utenti finali del settore dei rifiuti			298	+30%

(*) Include le istanze scritte che lo Sportello ha riscontrato fornendo informazioni sugli strumenti di risoluzione extragiudiziale delle controversie (c.d. "reclami reindirizzati in conciliazione").

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Sportello per il consumatore energia e ambiente e Servizio Conciliazione.

Nel 2024 si è concretizzata un'intensa attività regolatoria afferente al c.d. "sistema di tutele per l'*empowerment* e la risoluzione delle controversie dei clienti e utenti dei settori regolati". In particolare, con la delibera 24 settembre 2024, 371/2024/R/com, preceduta dal documento per la consultazione 21 maggio 2024, 190/2024/R/com, l'Autorità ha effettuato interventi volti ad adeguare i servizi forniti dallo Sportello, incluso il Servizio Conciliazione, alle nuove dinamiche dei mercati energetici, nonché all'affinamento e all'ulteriore efficientamento delle discipline procedurali e operative che regolamentano i suddetti servizi. Nello specifico, è stata prevista l'estensione alle configurazioni di autoconsumo diffuso, oltre che del *contact center* dello Sportello, anche del Servizio Conciliazione, per le controversie tipiche di tali soggetti collettivi (in specie, condomini e comunità energetiche), seppur in un contesto temporaneo di non operatività del tentativo obbligatorio quale condizione di procedibilità dell'azione giudiziale. Puntuali interventi sono stati effettuati anche con riferimento ad alcune tempistiche procedurali per le attività dello Sportello, quali la riduzione delle tempistiche per la lavorazione ed eventuale regolarizzazione delle istanze di attivazione delle procedure speciali, mentre ulteriori misure hanno riguardato l'ambito applicativo di alcune procedure speciali informative (quella volta a conoscere il nominativo della controparte commerciale e la data di *switching* può adesso riguardare gli operatori dell'ultimo triennio, mentre quella in tema di voltura è stata circoscritta al solo settore gas). Con la delibera sopra citata, inoltre, l'Autorità, oltre a fornire chiarimenti interpretativi e applicativi sul Servizio Conciliazione, ha anche effettuato interventi sul TICO (Testo integrato conciliazione). In particolare, sono stati, fra l'altro, modificati alcuni termini procedurali del Servizio Conciliazione, anche in una logica di ulteriore flessibilità nella gestione degli incontri: il termine per lo svolgimento del primo incontro è stato portato da 30 a 40 giorni, decorrenti dalla data della presentazione della domanda completa; è stato innalzato da 30 a 60 giorni il termine massimo di proroga della durata della procedura; è stato modificato il tempo massimo entro cui il richiedente il rinvio deve individuare una nuova data di disponibilità rispetto all'incontro da rinviare (da 7 a 10 giorni). Tali ultimi interventi sono entrati in vigore il 1° ottobre 2024; tutte le altre disposizioni di cui alla delibera 371/2024/R/com, invece, hanno prodotto effetti dal 1° gennaio 2025.

Con la delibera 27 dicembre 2024, 574/2024/E/rif, invece, l'Autorità, tenuto conto di quanto emerso nel tavolo tecnico del 14 giugno 2024 e a seguito del documento per la consultazione 22 ottobre 2024, 420/2024/E/rif, ha adottato prime disposizioni per la graduale estensione agli utenti del settore dei rifiuti urbani degli strumenti di informazione e di risoluzione di reclami e controversie, gestiti mediante lo Sportello e il Servizio Conciliazione, nell'ambito del suddetto "sistema di tutele". In particolare, in virtù di tale provvedimento, dal 1° aprile 2025 gli utenti del settore in esame possono rivolgersi al *contact center* dello Sportello per richieste di informazioni scritte e telefoniche, nonché per inviare segnalazioni; dal prossimo 1° ottobre 2025, inoltre, saranno operativi – quali strumenti alternativi attivabili dall'utente in caso di mancata soluzione della problematica mediante il reclamo al gestore – il reclamo di seconda istanza allo Sportello e il Servizio Conciliazione, quest'ultimo su un piano di piena volontarietà, sia lato utente, ai fini dell'accesso alla giustizia ordinaria, sia riguardo alla partecipazione dei gestori alle procedure.

Sotto il profilo dell'*enforcement* della regolazione afferente al "sistema di tutele", nel 2024 è stata adottata la delibera 23 luglio 2024, 302/2024/E/com, con cui l'Autorità ha intimato, complessivamente, a 4 operatori dei settori energetici e a 21 gestori del settore idrico l'adempimento dell'obbligo partecipativo alle procedure conciliative dinanzi al Servizio Conciliazione dell'Autorità, previa, ove non ancora eseguita, abilitazione alla piattaforma telematica del Servizio medesimo o il suo perfezionamento, con riferimento a procedure per il periodo da ottobre 2023 a maggio 2024. Inoltre, con la delibera 11 giugno 2024, 225/2024/E/com, l'Autorità ha intimato, nel complesso, a 18 operatori e a 5 gestori l'adempimento dell'obbligo di fornire riscontro alle richieste di informazioni, trasmesse dallo Sportello nel 2023, nell'ambito della gestione delle procedure speciali risolutive per i settori

energetici e dei reclami di seconda istanza per il settore idrico, rimaste prive di risposta entro i termini previsti dalla regolazione.

È proseguita, inoltre, l'attività connessa all'evoluzione digitale dei servizi in esame. In particolare, relativamente al *call center* dello Sportello, nella seconda parte del 2024 è stata avviata la sperimentazione di un nuovo portale vocale basato su Intelligenza Artificiale (I.A.), in sostituzione della precedente architettura basata su tecnologia di tipo IVR. Tale tecnologia, nell'ottica di un ulteriore miglioramento della qualità del servizio, consente al chiamante di formulare liberamente la propria domanda, senza dover selezionare una voce dell'albero fonico, e di reindirizzare la chiamata all'operatore telefonico per la risposta puntuale (il contatto con l'operatore telefonico è sempre garantito), in base all'oggetto del quesito posto dal chiamante; classificato il motivo del contatto viene fornito, in tempo reale, un miglior supporto anche all'operatore stesso, attraverso la consultazione di una apposita banca dati informativa, in continuo aggiornamento, sui temi regolati.

Per quanto riguarda il Servizio Conciliazione, invece, la relativa piattaforma è stata integrata con un nuovo sistema di identificazione, valevole sia per gli attivanti dotati di SPID sia per quelli muniti di CIE, al fine di consolidare e velocizzare il processo di rilascio del certificato di firma elettronica qualificata *one shot* per la sottoscrizione dei verbali; inoltre, anche a beneficio delle minoranze linguistiche potenzialmente fruitrici del servizio, è stato introdotto uno strumento volto a consentire la traduzione automatica dei verbali, in lingua francese, slovena, tedesca e anche inglese, per la cui messa in esercizio è stato utilizzato un software basato su I.A.

Si evidenzia, infine, che, fatte salve le procedure di mediazione civile e commerciale, di cui all'articolo 5 del decreto legislativo 4 marzo 2010, n. 28, l'esperimento del tentativo obbligatorio di conciliazione nei settori regolati, ai sensi del TICO, può essere svolto anche dinanzi alle Camere di commercio aderenti alla convenzione fra Autorità e Unioncamere (43 Camere aderenti alla data di elaborazione della presente *Relazione Annuale*) oppure, in alternativa e per i soli clienti o utenti domestici, presso uno degli organismi iscritti nell'elenco ADR dell'Autorità. Alla data di elaborazione della presente *Relazione Annuale*, risultano iscritti in elenco 28 organismi (inclusi il Servizio Conciliazione e 7 organismi di conciliazione paritetica). Gli organismi ADR (escluso il Servizio Conciliazione), nel 2024, hanno ricevuto 2.300 domande di conciliazione, per un incremento, rispetto al 2023, del 37%.

Sportello per il consumatore: l'informazione ai clienti e utenti finali

Call center

Le chiamate ricevute in orario di servizio dal *call center* dello Sportello, nel 2024, ammontano a 1.122.521 (Tav. 10.2), in ribasso del 27% rispetto al 2023. Poco più di un milione sono, invece, le chiamate gestite, ossia al netto di quelle abbandonate dai clienti o utenti finali senza attendere la risposta dell'operatore. Una singola conversazione è durata in media 233 secondi, in riduzione rispetto ai 252 secondi del 2023.

TAV. 10.2 Chiamate pervenute al call center dello Sportello nel 2024

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			
1.311.209	1.122.521	1.002.600	1.002.600	-	119.921	188.688	233

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip e Genesys.

In lieve flessione, rispetto al 2023, le chiamate pervenute da rete mobile (81%, in calo rispetto all'83% dell'anno precedente), come indicato nella tavola 10.3.

TAV. 10.3 Distribuzione chiamate pervenute al call center dello Sportello fra rete fissa e rete mobile (*) nel 2024

2024	
Rete fissa	19%
Rete mobile	81%

(*) In e fuori orario di servizio.

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip e Genesys.

Si conferma, nel 2024, la netta prevalenza dei settori dell'energia elettrica e del gas sul totale delle chiamate gestite dal *call center* (97%, come nel 2023). Riguardo agli argomenti delle chiamate alla luce dei quesiti posti dal chiamante (Tav. 10.4), tenuto conto delle voci dell'albero fonico precedentemente previste, si assiste a una conferma delle prime due macro-tematiche del 2023, seppur con valori percentuali differenti. Il bonus sociale, infatti, totalizza il 42% delle chiamate complessive per tutti i settori, in ribasso di 25 p.p. rispetto al 2023, con un numero di chiamate totale che, in valori assoluti, è pari a poco più della metà di quelle totalizzate lo scorso anno. Le modalità di risoluzione delle controversie, invece, hanno interessato il 26% delle chiamate in esame, con un incremento, rispetto al 2023, di 13 p.p. Il 14% delle chiamate, infine, ha riguardato i temi del servizio a tutele gradual e della vulnerabilità per i settori energetici.

TAV. 10.4 Principali argomenti delle chiamate gestite dal call center dello Sportello (quesiti posti dal chiamante) nel 2024

SERVIZIO	2024					
	ELETTRICO E GAS		IDRICO		TOTALE	
Bonus sociale	400.182	41%	22.491	65%	422.673	42%
Modalità di risoluzione controversie	256.280	27%	6.591	18%	262.871	26%
Diritti e regolazione	71.899	7%	1.696	5%	73.595	7,5%
Pratiche presso lo Sportello	55.344	6%	4.051	12%	59.395	6%
Portale Offerte, Portale Consumi e Gruppi di acquisto accreditati	44.924	5%	-	-	44.924	4,5%
Servizio a tutele gradual e clienti vulnerabili	139.142	14%	-	-	139.142	14%
DI CUI BONUS SOCIALE	41%		65%		42%	
DI CUI ALTRI ARGOMENTI	59%		35%		58%	

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip e Genesys.

Nel 2024, il *call center* ha gestito anche 356 chiamate relative al settore dei rifiuti e 204 chiamate riguardanti il telecalore, valori in aumento rispetto al 2023 (quando si attestavano, rispettivamente, a 201 e 112), riconducibili all'argomento "diritti e regolazione".

Nella successiva tavola 10.5, si dà contezza della classificazione delle chiamate gestite dal *call center* nel 2024 sulla base dell'effettivo contenuto della conversazione o, comunque, dell'argomento prevalente nel caso di chiamata riguardante tematiche differenti. Il bonus sociale si conferma quale argomento più ricorrente (42%), ma, a seguire, la quota più rilevante è riconducibile a "diritti e regolazione" (25%), mentre fanno registrare il 13% sia "modalità di risoluzione controversie" che i temi della vulnerabilità e del servizio a tutele gradualità.

TAV. 10.5 *Principali argomenti delle chiamate gestite dal call center dello Sportello (contenuto effettivo della conversazione) nel 2024*

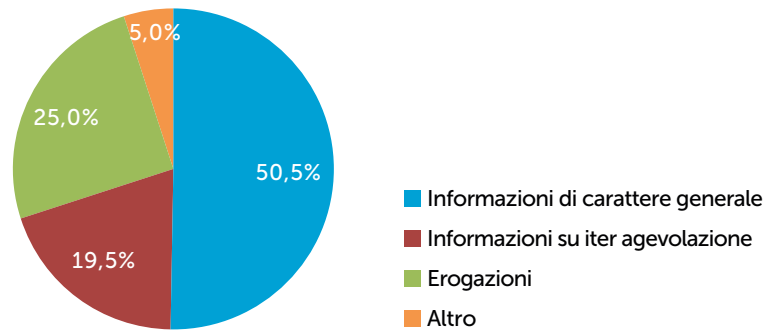
SERVIZIO	2024		
	ELETTRICO E GAS	IDRICO	TOTALE
Bonus sociale	41%	68%	42%
Modalità di risoluzione controversie	14%	10%	13%
Diritti e regolazione	25%	12%	25%
Pratiche presso lo Sportello	5%	10%	5%
Portale Offerte, Portale Consumi e Gruppi di acquisto accreditati	2%	-	2%
Servizio a tutele gradualità e clienti vulnerabili	13%	-	13%
DI CUI BONUS SOCIALE	41%	68%	42%
DI CUI ALTRI ARGOMENTI	59%	32%	58%

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati CContact.

Nel 2024, infine, sono più che raddoppiate le chiamate nelle quali 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: circa 158.000 rispetto alle circa 64.000 del 2023.

In ragione della prevalenza dell'argomento "bonus sociale" sul totale delle chiamate gestite nel 2024, si fornisce, nella figura 10.1, il dettaglio dei principali sub-argomenti di tali chiamate: nel 50,5% dei casi (-5,5 p.p. rispetto al 2023) sono state fornite informazioni di carattere generale (requisiti per l'accesso all'agevolazione, durata, importo, ecc.), il 25% delle chiamate (+12 p.p.) ha riguardato l'erogazione del beneficio (ossia le modalità di riscossione del bonus, i bonifici domiciliati, l'entità dell'importo ricevuto, ecc.), nel 19,5%, infine, le chiamate hanno avuto a oggetto l'iter di riconoscimento dell'agevolazione (-7 p.p.).

FIG. 10.1 Focus principali argomenti delle chiamate gestite dal call center dello Sportello in tema bonus nel 2024



Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip, Genesys e CContact.

Come riportato nella tavola 10.6, gli indicatori di qualità per il *call center* dello Sportello, nel 2024, fanno registrare un deciso miglioramento rispetto al 2023. In particolare, il tempo medio di attesa per parlare con un operatore è stato pari a 155 secondi (valore più che dimezzato rispetto al 2023), mentre i valori di accessibilità al servizio e di livello di servizio si sono attestati, rispettivamente, al 99% e all'89% (in aumento entrambi di 11 p.p.).

TAV. 10.6 Livelli di servizio per il call center dello Sportello nel 2024

2024	
Accessibilità al Servizio (AS) %	99%
Tempo Medio di Attesa (TMA) sec.	155
Livello di Servizio (LS) %	89%

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip e Genesys.

Per il terzo anno consecutivo, infine, si conferma il tasso di soddisfazione dei clienti e utenti che si sono rivolti al *call center* dello Sportello (Tav. 10.7): su un campione di circa il 55% delle chiamate conversate, infatti, l'86% dei chiamanti ha valutato il servizio come buono.

TAV. 10.7 Risultati della rilevazione di customer satisfaction per il call center dello Sportello nel 2024

		2024
Buono	😊	86%
Sufficiente	😐	9%
Negativo	😞	5%
% Chiamate conversate sottoposte a valutazione		55%
% Utenti invitati dall'operatore a lasciare la valutazione		78%

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip, Genesys e Mindful.

Richieste scritte di informazioni

Nel 2024 le richieste scritte di informazioni inviate dai clienti e utenti all'Autorità e/o allo Sportello e gestite da quest'ultimo ammontano a 52.632, di cui la gran parte (48.658) afferenti ai settori energetici, 3.895 per il settore idrico e 79 riguardanti il telecalore. Sia per i settori energetici, sia per il settore idrico i volumi citati risultano inferiori rispetto a quelli del 2023 (rispettivamente, -3% e -16%). In circa 2.400 casi, nella quasi totalità riguardanti i settori energetici, lo Sportello ha fornito informazioni sugli strumenti di risoluzione delle controversie conseguenti al reclamo all'esercente che, sulla base della documentazione trasmessa, risultava già inviato dal cliente o utente all'operatore o gestore (c.d. "reclami reindirizzati in conciliazione").

Al netto dei suddetti "reclami reindirizzati" (che hanno interessato nel 35% dei casi la fatturazione), riguardo agli argomenti delle richieste di informazioni per i settori energetici nel 2024 (Fig. 10.2), il bonus sociale si conferma quale principale tematica delle istanze in esame (24%), seppur con 21 p.p. in meno rispetto al 2023. Tali richieste hanno interessato, nell'80% dei casi, informazioni sul meccanismo di riconoscimento automatico. In aumento, invece, gli altri argomenti: "mercato" con il 17% (+5 p.p.), "fatturazione" con il 15% (+1 p.p.) e "contratti" con il 13% (+2 p.p.). Riguardo a questi ultimi, i principali sub-argomenti sono stati, rispettivamente, "cambio venditore" (70%), "consumi stimati" (46%) e "modifiche unilaterali" (42%). Da segnalare, inoltre, un 9,5% di richieste afferenti ai clienti vulnerabili dei settori energetici, i quali hanno rivolto quesiti per iscritto circa i requisiti previsti dalla legge per il riconoscimento della vulnerabilità, nell'ambito del processo di superamento delle tutele di prezzo nei già menzionati settori.

Nel 2024, sono stati i clienti finali in via diretta, senza l'ausilio di delegati, a trasmettere la gran parte di richieste di informazioni per i settori energetici (86%); il 60% delle stesse ha riguardato il comparto domestico, mentre il canale principalmente utilizzato è stato l'e-mail (53%). A tale ultimo proposito, si ricorda che, con la sopra citata delibera 371/2024/R/com, riguardo all'accessibilità dei clienti e utenti finali ai servizi dello Sportello (diversi dal *call center*), è stato previsto l'obbligo di utilizzare il Portale telematico, accessibile dal sito web dello Sportello (Portale Sportello), anche per i delegati non professionali, riservando canali alternativi (in specie, l'e-mail) ai soli clienti finali domestici che agiscono in prima persona, analogamente a quanto già previsto per la presentazione delle domande al Servizio Conciliazione.

FIG. 10.2 *Principali argomenti delle richieste di informazioni gestite dallo Sportello, per i settori energetici, nel 2024*

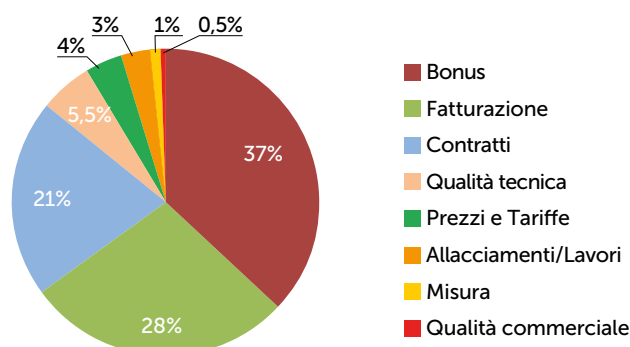


Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Anche relativamente al settore idrico (Fig. 10.3), è il bonus sociale il principale argomento delle richieste scritte di informazioni (37%, in diminuzione di 27 p.p. rispetto al 2023) e, in particolare, il meccanismo di riconoscimento automatico; a seguire, fatturazione (28%, +12 p.p. rispetto al 2023) e contratti (21%, +10 p.p.).

Gli utenti hanno presentato le richieste di informazioni senza l'ausilio di delegati nell'85% dei casi e al comparto domestico è ascrivibile il 71% delle stesse. Il 44% del totale di tali istanze è stato trasmesso via e-mail.

FIG. 10.3 *Principali argomenti delle richieste di informazioni gestite dallo Sportello, per il settore idrico, nel 2024*



Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Per completezza del quadro, nel 2024 si registrano, oltre alle sopra citate 79 comunicazioni scritte trasmesse dagli utenti per il settore del telecalore (140 nel 2023), anche 298 comunicazioni relative al settore dei rifiuti (in aumento rispetto alle 230 del 2023).

Ulteriori elementi di dettaglio sui settori idrico, del telecalore e dei rifiuti sono riportati nel successivo paragrafo "Reclami, istanze e segnalazioni nei settori idrico, teleriscaldamento e rifiuti".

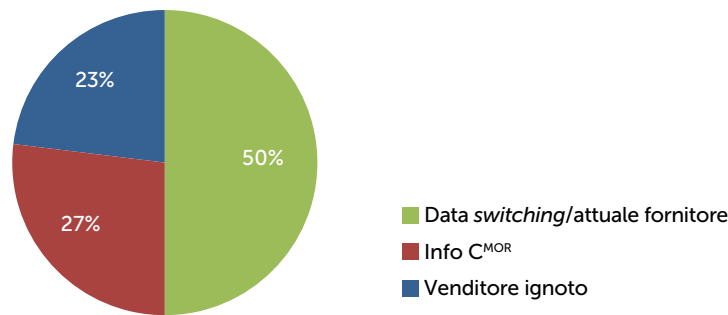
Procedure speciali informative per il settore dell'energia

Le procedure speciali informative, che si collocano nel quadro degli strumenti di informazione gestiti dallo Sportello, consentono ai clienti finali dei settori energetici di ottenere informazioni specifiche codificate in banche dati centralizzate (Sistema Informativo Integrato, Sistema Indennitario) accessibili dallo Sportello medesimo e oggetto di puntuale regolazione dell'Autorità. Su richiesta del cliente finale, lo Sportello, mediante tali procedure, può fornire: il nominativo della controparte commerciale del contratto di cui si intende richiedere la voltura, il nominativo dell'attuale controparte commerciale con la data di *switching* e, riguardo al C^{MOR} , 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.

Nel 2024, le istanze scritte che hanno comportato l'attivazione di una procedura speciale informativa sono state 51.423, in aumento del 14% rispetto al 2023. Tali istanze hanno interessato nel 62% dei casi il settore elettrico, nel 26% il gas e nel 12% entrambi i settori.

Nel 50% dei casi (Fig. 10.4) la procedura gestita dallo Sportello è stata quella in tema di *switching* e nominativo della controparte commerciale (-2,5 p.p. rispetto al 2023). Seguono, con una quota del 27% (+9 p.p.), la procedura speciale in tema C^{MOR} e, con il 23% (-6,5 p.p.), quella relativa al venditore ignoto al quale si intende richiedere la voltura. La procedura speciale relativa al C^{MOR} ha fatto registrare, da un anno all'altro, l'incremento maggiore sia in termini percentuali (+69%) che in valori assoluti (+5.609 richieste).

FIG. 10.4 *Richieste di attivazione di procedure speciali informative ricevute dallo Sportello nel 2024*



Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Come indicato nella tavola 10.8, i tempi medi registrati per la gestione, da parte dello Sportello, delle procedure speciali informative, calcolati in giorni lavorativi, si sono mantenuti al di sotto dei livelli di servizio fissati dalla regolazione dell'Autorità, con un ulteriore lieve miglioramento, rispetto al 2023, per la procedura in tema di venditore ignoto (-1 giorno lavorativo) e l'aumento di un giorno per la procedura speciale sul C^{MOR}. Tenuto conto di ciò, si segnala che i tempi massimi di lavorazione, stabiliti dall'Allegato A alla delibera 14 luglio 2016, 383/2016/E/com, sono stati modificati dalla delibera 371/2024/R/com sopra citata: in particolare, i 10 giorni lavorativi previsti per le procedure speciali sul venditore ignoto e sul C^{MOR} sono stati ridotti a 7.

TAV. 10.8 *Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali informative nel 2024*

PROCEDURE SPECIALI INFORMATIVE	LIVELLI SERVIZIO SPORTELLO	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI SPORTELLO (*)
Venditore ignoto	10	2
Info C ^{MOR}	10	4
Data switching/attuale fornitore	5	2

(*) Contabilizzati dalla data di ricezione della richiesta del cliente.

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Il comparto domestico ha interessato il 79% delle procedure speciali in argomento, mentre l'81% di esse è stata attivata a seguito di istanze inviate da clienti finali non supportati da delegati. Il Portale Sportello ha rappresentato il canale di accesso in poco più di un caso su due.

Sportello per il consumatore: ulteriori attività di tutela dei consumatori

Settori energia e ambiente

I clienti e gli utenti finali, anche per mezzo di delegati, possono inviare allo Sportello segnalazioni scritte documentate riguardanti un disservizio ritenuto rilevante e diffuso o una presunta criticità della regolazione. Tali istanze, non implicanti una problematica o controversia individuale (per cui sono invece disponibili gli strumenti di tutela rendicontati nel presente capitolo 10), non comportano un riscontro scritto ma sono oggetto di una specifica attività di monitoraggio da parte dello Sportello che, se del caso, svolge specifici approfondimenti con gli esercenti interessati e/o con i clienti o utenti segnalanti, per gli eventuali seguiti di competenza dell'Autorità. Nel 2024 le segnalazioni sono notevolmente diminuite rispetto al 2023, attestandosi a 41 (erano 202 nel 2023), di cui 37 relative al settore idrico e 4 al settore dell'energia elettrica.

In questa sede si segnalano, altresì, 146 richieste scritte di informazioni per i settori energetico e idrico (erano 88 nel 2023), pervenute nel 2024 e aventi a oggetto la regolazione dell'Autorità a tutela delle popolazioni colpite da eventi calamitosi. Di queste, 76 (65 per i settori energetici) hanno riguardato gli eventi sismici del Centro Italia e Ischia e, in particolare, la proroga delle agevolazioni tariffarie, la cessione del credito in caso di cambio fornitore relativo alla rateizzazione degli importi oggetto di sospensione e l'emissione di fatture per immobili che ad oggi risultano ancora inagibili; 70 hanno, invece, interessato gli eventi alluvionali verificatisi in Emilia-Romagna e Toscana e, in larga parte, la sospensione dei termini di pagamento delle fatture disposta dall'Autorità. Per tali istanze, lo Sportello, oltre a fornire puntuali informazioni sulla già menzionata regolazione, svolge specifici approfondimenti con gli esercenti coinvolti, al fine di meglio chiarire la fattispecie e consentire la risoluzione della problematica lamentata dal cliente o utente finale.

Infine, con riferimento a tutti i settori, si registrano, nel 2024, 6 richieste formulate all'*help desk* dello Sportello, riservato alle associazioni dei consumatori e delle piccole e medie imprese per una consulenza qualificata sulla regolazione dell'Autorità (3 casi afferenti a clienti di entrambi i settori energetici e 3 casi riguardanti il solo settore elettrico).

Settori energetici

Fermo restando quanto sopra rappresentato a proposito delle richieste di informazioni, nel corso del 2024 è stata posta particolare attenzione al tema della cessazione dei regimi di tutela di prezzo ("fine tutela") per i settori energetici, in particolare per i clienti finali domestici, attraverso una specifica attività di verifica, analisi e monitoraggio delle richieste scritte e telefoniche da parte dello Sportello, tenuto conto della regolazione alla specie applicabile.

In particolare, l'Autorità, sulla base di quanto evidenziato dai clienti finali nelle istanze scritte con riferimento a presunti comportamenti non conformi alla regolazione e/o situazioni aventi potenzialmente carattere d'urgenza, ha effettuato specifici approfondimenti mediante richieste di informazioni trasmesse dallo Sportello agli esercenti interessati, i quali hanno provveduto, laddove necessario, ad attuare le opportune azioni correttive. In particolare, per i settori energetici, sono state esaminate 90 istanze circa, aventi a oggetto l'applicazione delle

disposizioni regolatorie sul “fine tutela”, quali, fra l’altro, l’identificazione delle condizioni di vulnerabilità, l’acquisizione delle autocertificazioni e il rientro in maggior tutela per i clienti finali vulnerabili e non vulnerabili.

Nel 2024 è proseguita l’attività di monitoraggio sulle modalità di fatturazione del C^{MOR} da parte degli operatori, tenuto conto di quanto disposto al riguardo dalla regolazione dell’Autorità (separata evidenza in fattura e descrizione sintetica). In particolare, nel periodo compreso tra il 1° giugno 2023 e il 31 maggio 2024, sono stati individuati 45 casi (connessi a procedure speciali sia informative che risolutive), relativi a 10 operatori, nei quali la regolazione in materia non risultava rispettata o lo era solo parzialmente. A seguito di specifica e graduale attività di *moral suasion*, tutti gli operatori coinvolti hanno adeguato le fatture a quanto previsto dalla regolazione.

Nel 2024, inoltre, lo Sportello ha gestito 99.087 moduli (-47% rispetto al 2023) inviati dai clienti indiretti del settore gas ai fini del riconoscimento del bonus sociale per disagio economico (si veda, al riguardo, il successivo paragrafo “Iniziative a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico, gas e idrico”). Tale peculiare attività comporta la ricezione, lavorazione e successiva trasmissione al SII dei moduli in esame.

Infine, in circa 700 casi lo Sportello ha comunicato la non competenza riguardo alla problematica lamentata dal cliente finale (in particolare, si è trattato di questioni afferenti ai rapporti fra privati o su IVA e imposte), rinviando, ove possibile, al soggetto competente per la gestione della richiesta.

Settori ambiente

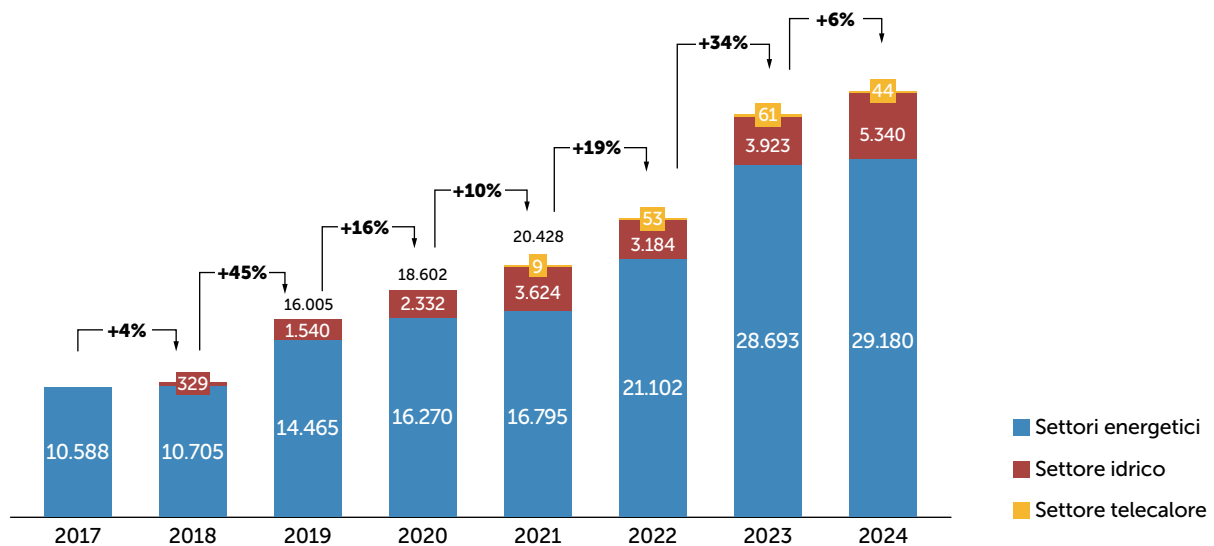
Sulla base delle evidenze fornite dal monitoraggio svolto dallo Sportello, gli Uffici dell’Autorità, nel 2024, hanno esaminato direttamente circa 150 istanze scritte relative al settore idrico, di cui oltre il 90% inerente all’applicazione delle disposizioni regolatorie sulla qualità tecnica (livelli di pressione, interruzioni e/o sospensioni e perdite idriche) e tariffaria, in quanto ritenute meritevoli di particolari approfondimenti poiché relative a richieste di intervento collettive o di generale interesse. Al fine di fornire riscontri puntuali e tempestivi, l’Autorità è intervenuta nei confronti dei singoli gestori inviando richieste di informazioni e diffidando gli stessi 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 scritte dell’Autorità entro i termini previsti, quest’ultima interviene con l’adozione di provvedimenti di intimazione ad adempiere; in particolare, nel 2024, è stata adottata la delibera 225/2024/E/com, citata a inizio capitolo, con la quale è stato intimato a 5 gestori il rispetto dell’obbligo di risposta. Attraverso l’attività di monitoraggio dei reclami e delle segnalazioni scritte degli utenti finali, l’Autorità ha, inoltre, adottato un provvedimento sanzionatorio che si è concluso con l’irrogazione di una sanzione pecuniaria per un importo complessivo pari a circa 152.500 euro.

Il Servizio Conciliazione dell'Autorità

Le domande ricevute dal Servizio Conciliazione nel 2024 ammontano a 34.564 (136,2 domande per giorno lavorativo di media), in aumento del 6% rispetto al 2023, considerando tutti i settori. La tendenza delle domande in ingresso su base annua (Fig. 10.5) si conferma, dunque, in aumento, seppure con uno scarto percentuale inferiore rispetto a quello registrato negli anni precedenti. Considerando i singoli settori, l'incremento maggiore di domande da un anno all'altro è stato registrato per il settore idrico, sia in termini percentuali (+36% rispetto al 2023) sia in valori assoluti (circa 1.400 domande in più).

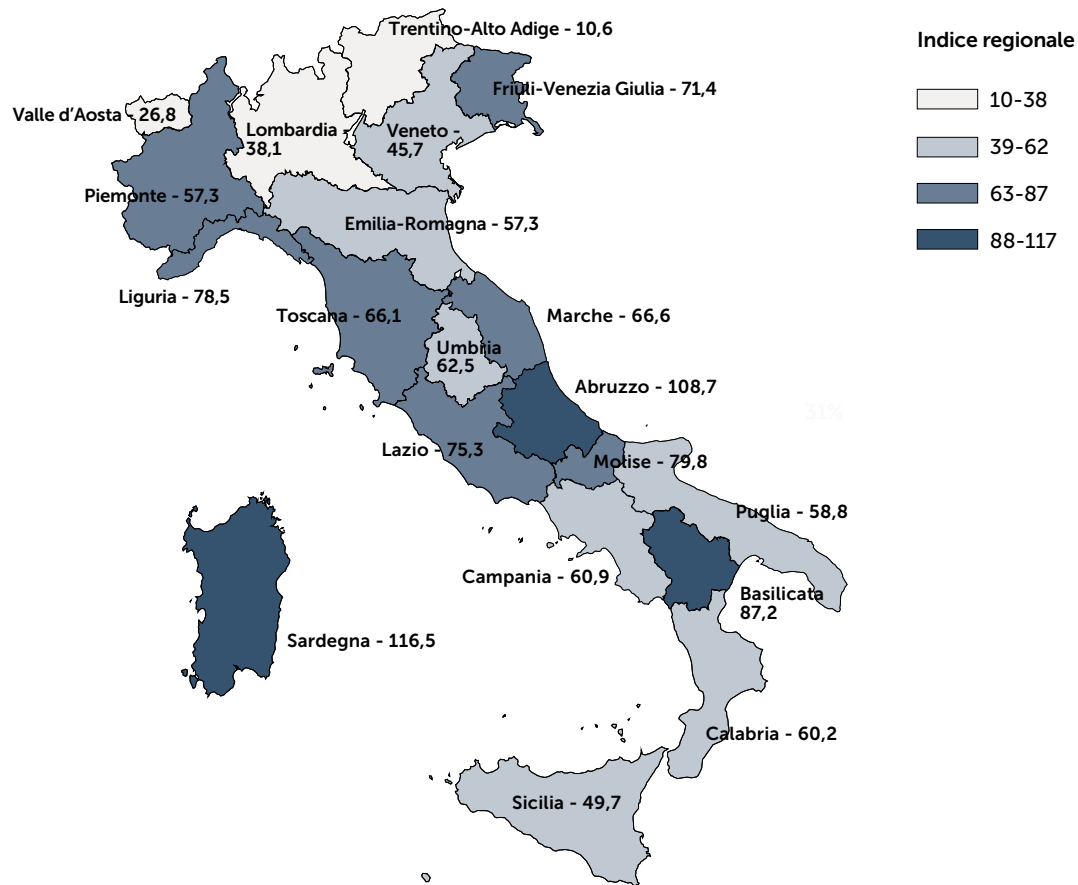
FIG. 10.5 Trend delle domande presentate al Servizio Conciliazione (2017-2024)



Fonte: Servizio Conciliazione.

Per quanto riguarda la distribuzione territoriale delle domande di conciliazione, l'indice regionale per il 2024 (Fig. 10.6) – dato dal rapporto fra numero di domande per tutti i settori ogni 100.000 abitanti e popolazione residente per regione – indica che, nella fascia dei valori maggiori, compresa fra 88 e 117, sono presenti due Regioni, ossia la Sardegna (non metanizzata) e l'Abruzzo.

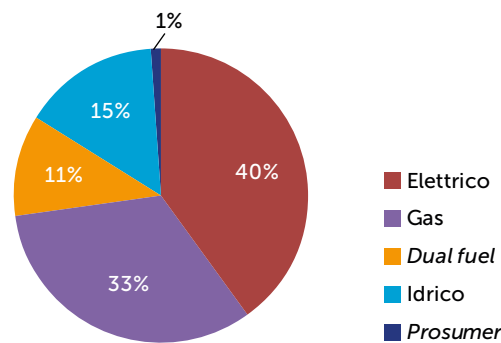
FIG. 10.6 *Indice regionale delle domande ricevute dal Servizio Conciliazione nel 2024*



Fonte: Servizio Conciliazione.

Con una quota del 40% (13.954 domande), il settore che ha totalizzato il maggior numero di domande nel 2024 è stato l'elettrico (Fig. 10.7), seppure in ribasso rispetto al 2023 di 9 p.p. Seguono il gas con il 33% (+7 p.p., 11.373 domande) e l'idrico con il 15% (+3 p.p., 5.340 domande). I clienti *dual fuel* hanno presentato 3.636 domande, pari all'11% del totale (-1 p.p.) mentre ai *prosumer* sono riconducibili 217 domande (erano state 240 nel 2023). Le domande afferenti al telecalore, infine, sono state 44, in diminuzione rispetto alle 61 del 2023.

FIG. 10.7 *Domande ricevute dal Servizio Conciliazione per settore nel 2024*



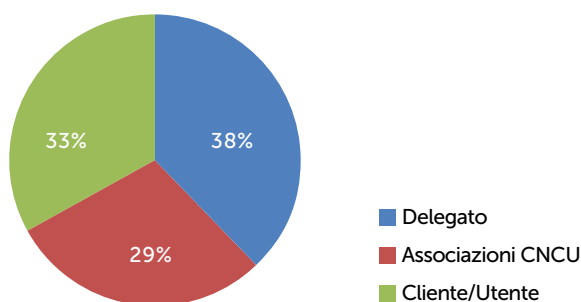
Fonte: Servizio Conciliazione.

Nel 2024 (Fig. 10.8) si conferma la quota del 38% di domande (pari a 13.728 richieste) presentate al Servizio Conciliazione da delegati, per conto di clienti o utenti finali, diversi dalle associazioni dei consumatori appartenenti al Consiglio Nazionale dei Consumatori e degli Utenti (CNCU). Un ulteriore incremento di 2 p.p. rispetto al 2023 si registra, invece, per le suddette associazioni (29%, pari a 9.892 domande), mentre ai clienti o utenti "in via diretta" (ossia senza l'ausilio di delegati) è riconducibile il 33% delle domande (-2 p.p.). Considerando i suddetti valori percentuali, in più del 70% dei casi, dunque, il Servizio Conciliazione è stato azionato da soggetti diversi dai titolari delle forniture o utenze interessati dalle controversie con gli esercenti.

Il quadro di dettaglio dei delegati diversi dalle associazioni del CNCU restituisce un dato già rilevato nel 2023, ossia la prevalenza degli avvocati sul totale, per una quota pari al 63%. In aumento di 3 p.p., invece, la quota relativa a delegati non professionali (parenti, amici, ecc.) che è pari al 29%. Il 7% di tali domande, infine, è stato presentato da associazioni dei consumatori non facenti parte del CNCU, mentre l'1% riguarda associazioni di altro genere. Anche nel 2024 il comparto domestico ha riguardato circa due terzi delle domande presentate da tali delegati e il settore elettrico è stato quello che ha totalizzato il maggior numero di domande (oltre 6.000).

Considerando, invece, le sole domande presentate da clienti o utenti senza l'ausilio di delegati, pari a 11.386, le persone fisiche titolari del punto o dell'utenza hanno attivato il Servizio Conciliazione nel 79% dei casi (+2 p.p. rispetto al 2023), mentre i rappresentanti interni delle piccole e medie imprese totalizzano il 18% (-1 p.p.). Il 3% di tali domande, infine, è ascrivibile agli amministratori di condominio (circa 30 domande in più rispetto all'anno precedente). Il comparto domestico e il settore elettrico si confermano prevalenti anche con riferimento alle domande presentate da tali attivanti, con, rispettivamente, oltre 8.800 domande e poco più del 50% del totale delle stesse.

FIG. 10.8 Domande ricevute dal Servizio Conciliazione per attivante nel 2024



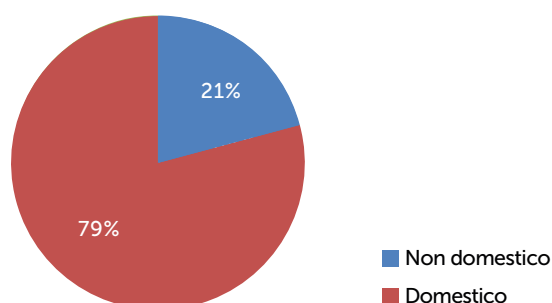
Fonte: Servizio Conciliazione.

Nel 2024 il dato relativo all'età media degli attivanti è identico a quello del 2023: i delegati, infatti, si collocano soprattutto nella fascia 43-47 anni, mentre, per i clienti o utenti finali titolari della fornitura, la distribuzione è più frammentata.

Si conferma, altresì, il dato relativo alle modalità di accesso alla piattaforma telematica del Servizio Conciliazione: il 95% delle domande è stato presentato mediante computer (fisso o portatile) e il 5% tramite dispositivi mobile (tablet, smartphone) anche con app.

Come riportato nella figura 10.9, il 79% delle domande (+3 p.p. rispetto al 2023) ha riguardato il comparto domestico, a fronte del 21% relativo al non domestico (-3 p.p.). Prendendo in esame le sole domande afferenti ai clienti o utenti domestici, il settore del gas risulta prevalente con il 38% delle domande (+8 p.p. rispetto al 2023) mentre l'elettrico totalizza il 33% (-9 p.p.); se nel 2023 era l'elettrico a prevalere di 12 p.p. rispetto al gas, lo scorso anno, dunque, il gas ha sopravanzato l'elettrico di 5 p.p. Prevale il settore elettrico anche per le domande dei clienti non domestici (71%, -3,5 p.p. rispetto al 2023).

FIG. 10.9 Domande ricevute dal Servizio Conciliazione per tipologia di cliente o utente finale nel 2024

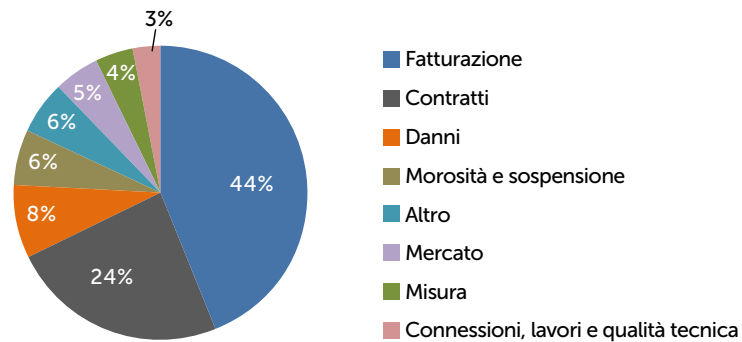


Fonte: Servizio Conciliazione.

Il dato relativo agli argomenti delle domande di conciliazione per i settori energetici nel 2024 (29.180 domande), elaborato sulla base di quanto dichiarato dagli attivanti, restituisce valori sostanzialmente in linea con il 2023 (Fig. 10.10). In particolare, considerando la *top 3* degli argomenti, la fatturazione ha interessato il 44% delle domande (-2 p.p. rispetto al 2023), le controversie sui contratti si attestano al 24% (+1 p.p.) e le richieste di risarcimento del danno totalizzano l'8% (+2 p.p.).

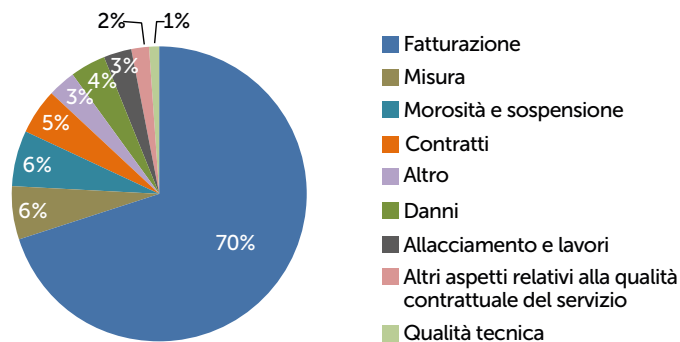
Come nel 2023, la fatturazione prevale sia riguardo alle 13.954 domande del settore elettrico (41%, -3 p.p. rispetto al 2023) che relativamente alle 11.373 domande del settore gas (49%, -7 p.p.). Si confermano i medesimi sub-argomenti della fatturazione, per i predetti settori elettrico e gas, registrati nel 2023, ossia "consumi stimati errati", "ricalcoli" e "pagamenti/rimborsi" (rispettivamente, il 26%, il 23% e il 21% delle domande sulla fatturazione per il settore dell'energia elettrica e il 28%, il 25% e il 21% di quelle relative al settore gas). Le modifiche unilaterali, anche nel 2024, rappresentano il principale sub-argomento delle domande sui contratti: 33% di quelle per il settore elettrico (-7 p.p. rispetto al 2023) e 74% di quelle relative al gas (+30 p.p.).

Completano il quadro degli argomenti per i settori energetici i dati del 2024 relativi alle 3.636 domande dei clienti *dual fuel* e alle 217 domande dei *prosumer*. A tale riguardo, emergono le stesse informazioni già registrate per il 2023, ossia la prevalenza dei "contratti" per il *dual fuel* (38%, come nel 2023), con sub-argomento delle modifiche unilaterali in circa un caso su quattro, e che oltre la metà delle domande dei *prosumer* afferiscono allo scambio sul posto (36%, +6 p.p. rispetto al 2023) e a "connessioni, lavori e qualità tecnica" (17%, -8 p.p.).

FIG. 10.10 Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio Conciliazione nei settori energetici nel 2024

Fonte: Servizio Conciliazione.

Per il settore idrico (Fig. 10.11), anche nel 2024 la fatturazione rappresenta l'argomento principale delle 5.340 domande presentate (70%, come nel 2023). Seguono, seppure con valori percentuali decisamente inferiori, "misura" e "morosità e sospensione", entrambi con il 6% (stessi dati del 2023). I consumi e gli importi per consumi risalenti a più di due anni si confermano come principali sub-argomenti della fatturazione con, rispettivamente, il 36% e il 24% delle relative domande.

FIG. 10.11 Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio Conciliazione nel settore idrico nel 2024

Fonte: Servizio Conciliazione.

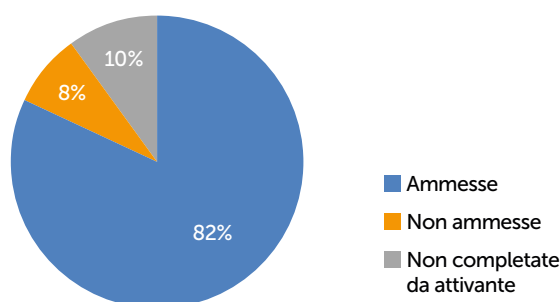
Riguardo alle 44 domande per il telecalore, infine, nel 34% dei casi le stesse hanno avuto a oggetto la trasparenza del servizio (-5 p.p. rispetto al 2023), mentre un terzo circa non è stato ricondotto dagli attivanti a una tematica specifica, prediligendo in tal senso la voce "altro".

Considerando le 16.912 procedure avviate nel 2024 e concluse con accordo alla data di elaborazione della presente *Relazione Annuale*, in circa la metà di esse gli attivanti hanno dichiarato il valore della controversia, facendo emergere, nel 46% dei casi, un valore collocabile nella fascia da 0 a 1.000 euro e, nell'82%, un valore non superiore ai 5.000 euro.

Sotto il profilo dell'ammissibilità delle domande di conciliazione, nella figura 10.12 si evidenzia che, nell'82% dei casi (+1 p.p. rispetto al 2023) le medesime domande sono state ammesse, determinando dunque l'avvio di una procedura. Si registra, poi, il 10% di domande non completate dagli attivanti (come nel 2023) e l'8% di domande non ammesse per una delle cause previste dal TICO (-1 p.p.): in tali casi non si pregiudica la riproposizione della domanda una volta sanata la causa di inammissibilità. Analizzando nel dettaglio la suddetta quota di domande non ammesse ai sensi del TICO, emergono un 27% di casi di mancata regolarizzazione della domanda per documentazione non idonea, un 20% dei casi di mancato rispetto dei termini per presentare la domanda rispetto al reclamo all' esercente e un 14% di casi di utilizzo di modulistica non corretta.

Rapportando il dato sull'ammissibilità a ciascuna tipologia di attivante del 2024, si confermano in larga parte i dati già rappresentanti per il 2023. In particolare: le associazioni CNCU fanno registrare il 92% di domande ammesse su quelle presentate (come nel 2023); i delegati diversi dalle associazioni si attestano all'82% (+1 p.p.), con percentuali differenti a seconda della tipologia di delegato (gli avvocati raggiungono l'83% di ammesse, mentre i delegati non professionali l'80%); i clienti o utenti non assistiti da delegati confermano il tasso di domande ammesse del 2023 pari al 72%.

FIG. 10.12 Andamento delle domande presentate al Servizio Conciliazione nel 2024



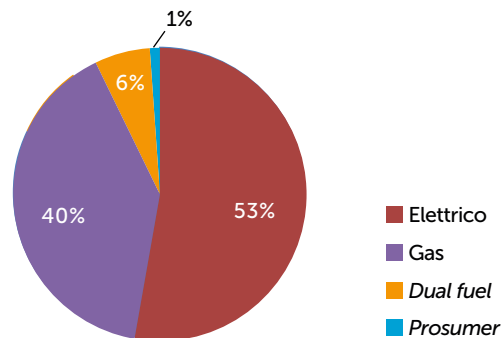
Fonte: Servizio Conciliazione.

Tenuto conto dell'obbligo partecipativo alle procedure dinanzi al Servizio Conciliazione stabilito dall'Autorità per tutti gli operatori e i gestori (incluso, dallo scorso 1° gennaio 2025, anche il fornitore di ultima istanza per il settore gas, in forza della delibera 371/2024/R/com citata in premessa), nel 2024 il tasso di partecipazione si conferma elevato (99,7%). I casi di mancata partecipazione, afferenti in particolare a operatori e gestori di piccole dimensioni e per un numero molto contenuto di procedure, sono stati oggetto della consueta attività dell'Autorità di monitoraggio ed *enforcement* dell'obbligo partecipativo, che ha portato all'adozione della delibera di intimazione 302/2024/E/com, di cui a inizio capitolo. Dal 2017 (ossia dalla data di entrata in vigore dell'obbligo partecipativo, a suo tempo per i soli settori energetici) alla data di elaborazione della presente *Relazione Annuale* sono state adottate undici delibere di intimazione e, a seguito di perdurante inadempimento, sette provvedimenti di tipo sanzionatorio nei confronti di altrettanti operatori.

Nel 2024, nel 42% delle procedure con controparte il venditore di energia (43% nel 2023), quest'ultimo ha richiesto la convocazione del distributore territorialmente competente in qualità di ausilio tecnico (oltre 7.700 procedure su 18.800 circa). Tale convocazione ha interessato, nel 53% dei casi, il distributore di energia elettrica (-8 p.p. rispetto al 2023), a fronte del 40% (+8 p.p. rispetto al 2023) relativo al distributore del settore gas (Fig. 10.13). Si ricorda che, sulla base di quanto disposto dalla delibera 371/2024/R/com citata in premessa al presente Capitolo,

dallo scorso 1° gennaio la disciplina procedurale dell'ausilio tecnico prevista per i settori energetici è stata estesa anche al settore idrico e, nell'ipotesi di applicazione della disciplina abbreviata di cui al TICO, il termine per la convocazione dell'ausilio tecnico, *ante primo incontro*, è stato dimezzato.

FIG. 10.13 *Ripartizione dei casi di convocazione del distributore quale ausilio tecnico per settore nel 2024*

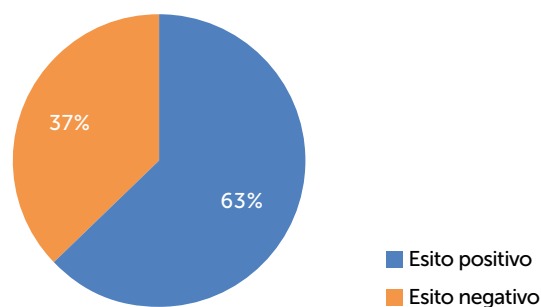


Fonte: Servizio Conciliazione.

Il tasso di accordo sulle procedure concluse dinanzi al Servizio (con riferimento alle domande presentate nel 2024) si attesta al 63% (70% nel 2023), al netto delle procedure rinunciate (427 per i settori energetici, 87 per l'idrico e 7 per il telecalore) e di quelle pendenti (854) alla data di elaborazione della presente *Relazione Annuale* (Fig. 10.14). Guardando ai tre settori per maggior numero di domande, il tasso di accordo più alto si registra nel settore idrico (66%, -4 p.p. rispetto al 2023), seguito dal gas (63%, -11 p.p. rispetto al 2023) e dall'elettrico (59%, -6 p.p. rispetto al 2023).

Anche nel 2024 le associazioni del CNCU fanno registrare il tasso di accordo più alto rispetto alle procedure concluse dalle medesime associazioni (72%, -11 p.p. rispetto al 2023). I clienti o utenti "in via diretta" fanno, invece, registrare il 65% di accordi (-4 p.p.), mentre i delegati non associativi si attestano al 54% (-7 p.p.), con percentuali differenti a seconda della tipologia di delegato (47% per gli avvocati e 66% per i delegati non professionali, in ribasso, sia per gli uni che per gli altri, di 7 p.p. rispetto al 2023).

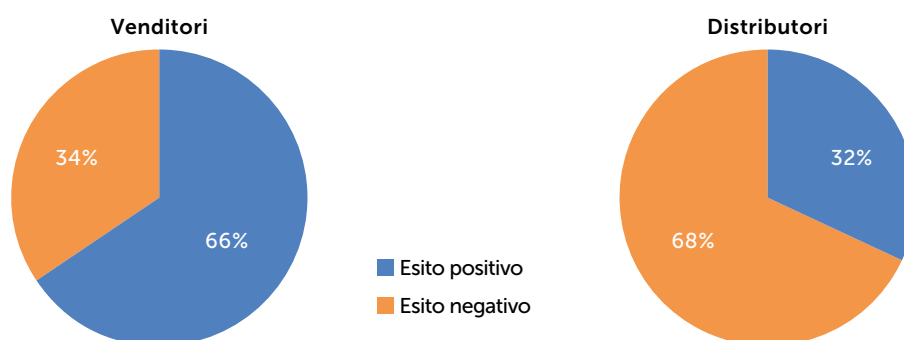
FIG. 10.14 *Esiti delle procedure concluse presso il Servizio Conciliazione nel 2024*



Fonte: Servizio Conciliazione.

Il tasso di accordo varia se si considera la tipologia di esercente controparte delle procedure (Fig. 10.15). In particolare, riguardo ai settori energetici, nel 2024, al netto delle procedure pendenti di cui sopra, i venditori fanno registrare il 66% di accordi su procedure concluse (-7 p.p. rispetto al 2023), mentre i distributori si attestano al 32% (-6 p.p.).

FIG. 10.15 *Esiti delle procedure concluse presso il Servizio Conciliazione per operatore nel settori energetici nel 2024*



Fonte: Servizio Conciliazione.

Il tempo medio di conclusione delle procedure attivate nel 2024 è pari a 57 giorni (+1 giorno rispetto al 2023), decorrenti dalla data di presentazione della domanda completa.

Alla data di elaborazione della presente *Relazione Annuale*, con riferimento alle procedure avviate nel 2024 e concluse con un accordo, il valore della *compensation* è pari a circa 21 milioni di euro (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 complessivamente dai clienti o utenti che hanno sottoscritto i medesimi accordi, anche per mezzo di un delegato).

I risultati della *customer satisfaction* del 2024, infine, sono sostanzialmente in linea, se non anche lievemente superiori, rispetto a quelli registrati nel 2023. In particolare, sulla base di quanto emerso da 11.668 questionari compilati a chiusura delle procedure, il 95% degli attivanti ha espresso un giudizio complessivamente positivo (stessa percentuale del 2023), con percentuali variabili fra il massimo livello di soddisfazione (55%, +3 p.p. rispetto al 2023) e il valore "abbastanza soddisfatto" (27%, -1 p.p. rispetto al 2023). Più nel dettaglio, l'operato del conciliatore è stato valutato molto positivamente dal 67% degli attivanti di cui sopra (+1 p.p. rispetto al 2023).

FIG. 10.16 Risultati della customer satisfaction per il Servizio Conciliazione nel 2024

	 Molto soddisfatto (1)	 Soddisfatto (2)	 Abbastanza soddisfatto (3)	 Poco soddisfatto (4)	 Per nulla soddisfatto (5)
Totale	55%	13%	27%	3%	2%
Sintesi giudizio	95%			5%	

	 Molto soddisfatto (1)	 Soddisfatto (2)	 Abbastanza soddisfatto (3)	 Poco soddisfatto (4)	 Per nulla soddisfatto (5)
Guida al servizio	47%	17%	33%	2%	1%
Modulistica	46%	18%	34%	1%	1%
Procedura di conciliazione	47%	16%	29%	5%	3%
Stanza virtuale	47%	16%	32%	4%	1%
Conciliatore	67%	10%	19%	2%	2%

Fonte: Servizio Conciliazione.

Elenco degli organismi ADR nei settori di competenza dell'Autorità

Nel corso del 2024, si sono svolte le consuete attività relative alla gestione, alla tenuta e alla vigilanza dell'Elenco degli organismi ADR (*Alternative Dispute Resolution*) dei settori di competenza dell'Autorità, ai sensi del Titolo II-bis della Parte V del Codice del consumo. 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 e s.m.i. (Disciplina).

Al 31 marzo 2025, risultano iscritti in Elenco, oltre al Servizio Conciliazione, 27 organismi ADR (Tav. 10.9), 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 19 organismi trasversali (questi ultimi operano anche in settori diversi da quelli oggetto di iscrizione in Elenco), che hanno attestato il possesso della formazione specialistica in uno o più settori di competenza dell'Autorità per almeno un conciliatore ai sensi della Disciplina¹; riguardo

¹ L'iscrizione nell'Elenco ADR dell'Autorità è subordinata all'attestazione del possesso, da parte dei conciliatori incaricati della risoluzione delle controversie relative ai settori di competenza dell'Autorità, nei quali l'organismo intende operare, dei requisiti di formazione specifica in tali settori acquisita mediante la frequenza di corsi o seminari di durata non inferiore a 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'articolo 5, comma 5.4, della Disciplina medesima.

agli organismi trasversali, 18 sono organismi di mediazione (come tali, iscritti anche nel Registro degli organismi di mediazione civile e commerciale tenuto dal Ministero della giustizia). Uno dei sopra citati organismi iscritti in Elenco ADR – a rilevanza regionale – è competente per il solo settore idrico; i restanti organismi sono tutti competenti per i settori dell'energia elettrica e del gas e 13 di essi (di cui 3 di conciliazione paritetica) risultano iscritti anche per il settore idrico. Infine, per 3 organismi (due dei quali di conciliazione paritetica), oltre ai settori energetici e idrico, si aggiunge il telecalore.

Nel corso del 2024, con determinate del Direttore della Direzione Consumatori e Utenti e ai sensi di quanto disposto dall'articolo 5, comma 5.4, della Disciplina, in ragione del venir meno dei requisiti di formazione specialistica dei conciliatori e di trasparenza, sono stati cancellati dall'Elenco ADR quattro organismi, mentre un altro organismo è stato cancellato con riferimento a uno dei settori oggetto di iscrizione². Inoltre, su istanza di parte, è stato disposto il subentro di un organismo nell'iscrizione di un altro organismo già presente in Elenco³.

TAV. 10.9 Organismi iscritti nell'Elenco ADR dell'Autorità al 31 marzo 2025

ORGANISMO	DATA ISCRIZIONE E SETTORI
Servizio Conciliazione ARERA	18/12/2015 energia elettrica e gas; 01/07/2018 energia elettrica, gas e idrico; 01/07/2021 energia elettrica, gas, idrico e telecalore
Organismo ADR Eni Plenitude Società Benefit SpA - Associazioni di consumatori	11/01/2016 energia elettrica e gas
Organismo ADR Edison Energia SpA - Associazioni dei consumatori CNCU	12/02/2016 energia elettrica e gas
Negoziante paritetica Enel	03/03/2016 energia elettrica e gas
Sicome SC - Organismo di mediazione (*)	11/03/2016 energia elettrica e gas
Borlaw - Organismo di mediazione	25/03/2016 energia elettrica e gas; 31/05/2016 energia elettrica, gas e idrico
Istituto Nazionale per la Mediazione e l'Arbitrato INMEDIAR - Organismo di mediazione	03/02/2017 energia elettrica, gas e idrico
Organismo ADR A2A SpA - Associazioni dei consumatori	24/02/2017 energia elettrica, gas e idrico; 04/03/2020 energia elettrica, gas, idrico e telecalore
Organismo ADR Acea SpA - Associazioni dei consumatori	24/02/2017 energia elettrica, gas e idrico
S.P.F. Mediazione Srl - Organismo di mediazione	12/06/2017 energia elettrica e gas
ADR Intesa Srl - Organismo di mediazione (*)	12/06/2017 energia elettrica, gas e idrico
AccademiADR - Organismo di mediazione	03/11/2017 energia elettrica e gas; 08/08/2018 energia elettrica, gas e idrico
Tota Consulting Srl - Organismo di mediazione (*)	01/12/2017 energia elettrica e gas
Organismo di conciliazione paritetica Iren SpA - Associazioni C.N.C.U.	26/02/2018 energia elettrica, gas, idrico, e telecalore
Organismo ADR di conciliazione paritetica E.ON Energia SPA/Associazioni dei consumatori	12/04/2018 energia elettrica e gas
Conciliareonline.it/Onlineschlichter.it (*)	08/06/2018 energia elettrica e gas
Conciliando Med di Legal Professional Network Srl - Organismo di mediazione	10/04/2019 energia elettrica e gas

(segue)

² Determine 26 febbraio 2024, 5/2024 – DICU e 6/2024 – DICU e 26 settembre 2024, 10/2024 – DICU.

³ Determina 1° luglio 2024, 8/2024 – DICU.

ORGANISMO	DATA ISCRIZIONE E SETTORI
Mediatori Professionisti Roma Srl - Organismo di mediazione	08/05/2019 energia elettrica e gas
Resolvo Srl - Organismo di mediazione (*)	13/12/2019 energia elettrica, gas e idrico
Conciliaconsumatori Srl - Organismo di mediazione	23/04/2020 energia elettrica e gas; 28/07/2020 energia elettrica, gas e idrico
Facilita - Organizzazione indipendente per la gestione delle relazioni e dei gruppi - Società cooperativa - Organismo di mediazione	13/05/2020 energia elettrica e gas
Morris L.Ghezzi A.D.R. Srl - Organismo di mediazione	04/06/2020 energia elettrica, gas e idrico
A.D.R. Pro Gest Italia Srl - Organismo di mediazione	15/09/2020 energia elettrica, gas e idrico
A.N.GE.C. Associazione Nazionale Gestione Conflitti Srl - Organismo di mediazione	22/02/2021 energia elettrica e gas
Artes Srl - Organismo di mediazione	25/03/2021 energia elettrica, gas e idrico
Organismo Conciliativo del Servizio Idrico Toscano	01/06/2021 idrico
ADR Conciliazione Srl - Organismo di mediazione	27/04/2023 energia elettrica e del gas
Organismo di Conciliazione Concordia et Ius Srl - Organismo di mediazione	29/06/2023 energia elettrica, gas, idrico e telecalore

(*) Organismi iscritti in Elenco ai sensi dell'articolo 7, comma 7.1, della Disciplina, "Organismi iscritti in altri Elenchi".

Fonte: ARERA.

Nel corso del 2024 è, inoltre, proseguita l'attività di monitoraggio circa il rispetto del requisito della formazione specialistica da parte degli organismi ADR presenti in Elenco, ai sensi dell'articolo 141-*nonies*, comma 2, del Codice del consumo. Tale attività ha riguardato, in particolare, l'obbligo in capo agli organismi di trasmissione all'Autorità dell'elenco dei conciliatori attivi, competenti nei settori oggetto di iscrizione, in possesso della citata formazione o del relativo aggiornamento (articolo 3, comma 3.2, della Disciplina)⁴, preposti alla gestione delle procedure ADR.

Per quanto riguarda, invece, il monitoraggio dell'andamento delle procedure ADR gestite dagli organismi iscritti in Elenco, con riferimento al 2024, come di consueto, i dati e le informazioni sono stati trasmessi tramite il format predisposto dai competenti Uffici dell'Autorità, che sintetizza quanto previsto al riguardo dagli articoli 141-*quater*, comma 2, e 141-*nonies*, comma 4, del Codice del consumo. Gli organismi sono, inoltre, obbligati a pubblicare le relazioni annuali sui propri siti web (la relazione annuale del Servizio Conciliazione è pubblicata nel sito web dell'Autorità e in quello dell'organismo, conciliazione.arera.it).

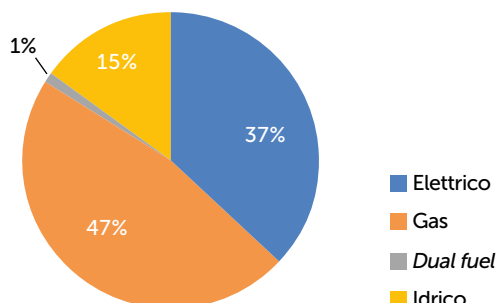
Alla data di elaborazione della presente *Relazione Annuale*, un organismo (trasversale) ha comunicato di non avere ricevuto domande di conciliazione per l'anno 2024, mentre per 5 organismi (trasversali) sono in corso approfondimenti.

Sulla base delle informazioni trasmesse dagli organismi ADR (al netto dei cinque sopra citati e con l'esclusione del Servizio Conciliazione, per cui si rinvia al precedente paragrafo "Il Servizio Conciliazione dell'Autorità"), nel 2024 si registra un rilevante aumento del numero totale delle domande ricevute, rispetto all'anno precedente (+37%). Nello specifico, su un totale di 2.300 domande (1.676 nel 2023), 1.956 hanno riguardato controversie insorte nei settori elettrico, gas e per clienti *dual fuel* (a fronte delle 1.351 del 2023) e 343 hanno interessato il settore idrico (325 nel 2023); una afferente al settore del telecalore (nessuna nel 2023).

⁴ Tale obbligo si ritiene assolto attraverso la trasmissione, agli Uffici della Direzione Responsabile, dell'elenco dei conciliatori in argomento, con cadenza annuale.

Nel 2024 (Fig. 10.17), il settore che ha fatto registrare il maggior numero di domande di conciliazione è il settore del gas (47%, +21 p.p. rispetto al 2023), seguito dal settore elettrico (37%, -16 p.p.) e dal settore idrico (15%, -4 p.p.).

FIG. 10.17 Domande ricevute per settore – Organismi ADR (2024)

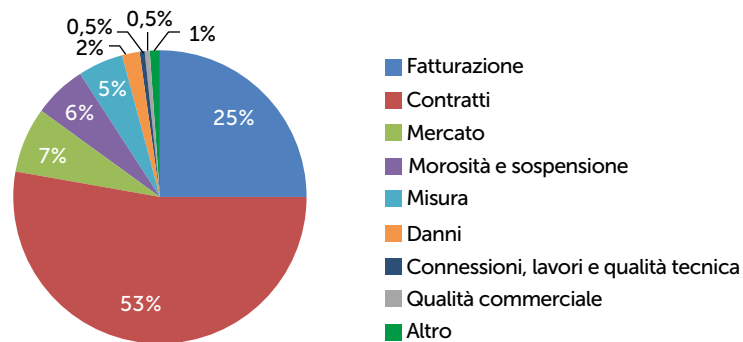


Fonte: Relazioni annuali 2024 degli organismi ADR.

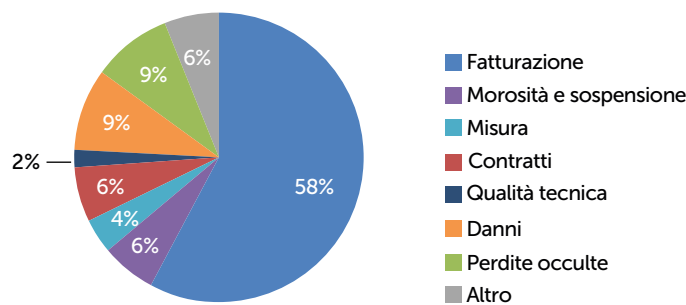
L'82% delle domande presentate (68% nel 2023), per tutti i settori, è riconducibile agli organismi ADR di conciliazione paritetica: in particolare, a tali organismi è ascrivibile il 90% delle domande relative ai settori energetici e il 47% di quelle presentate per il settore idrico.

Con riferimento alla tipologia di attivante, come nel 2023, nel 44% 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, nella maggioranza dei casi, vengono presentate direttamente da un'associazione dei consumatori (75%); per quanto riguarda, invece, le domande presentate presso gli organismi trasversali, il cliente o utente finale, nel 46% dei casi, ha provveduto mediante accesso diretto alla procedura, mentre, nel 40% dei casi, si è avvalso di un delegato professionista diverso dalle associazioni medesime (es. avvocato o commercialista).

Riguardo agli argomenti delle controversie, nei settori energetici si registra la prevalenza dei "contratti" (53%, +35,5 p.p. rispetto al 2023), cui segue la fatturazione (25%, -19,5 p.p.), che, invece, nel settore idrico, si conferma quale argomento prevalente, attestandosi al 58% (65% nel 2023). Considerando gli ulteriori argomenti con percentuali pari o superiori al 5%, nei settori energetici (Fig. 10.18) emergono "mercato" (7%), "morosità e sospensione" (6%) e "misura" (5%); nel settore idrico (Fig. 10.19), si segnalano "perdite occulte" e "danni", entrambi al 9%, e "morosità e sospensione" e "contratti" con il 6% ciascuno.

FIG. 10.18 *Principali argomenti oggetto delle controversie, settori energetici – Organismi ADR (2024)*

Fonte: Relazioni annuali 2024 degli organismi ADR.

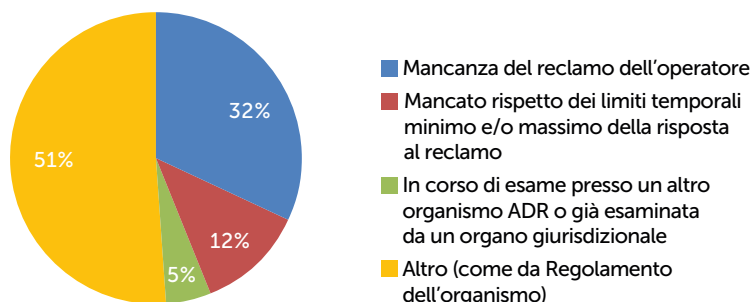
FIG. 10.19 *Principali argomenti oggetto delle controversie, settore idrico – Organismi ADR (2024)*

Fonte: Relazioni annuali 2024 degli organismi ADR.

La percentuale delle domande ammesse, rispetto alle domande ricevute, si conferma elevata: su 2.300 domande ricevute dagli organismi iscritti in Elenco, il tasso di ammissibilità è pari al 90% nel 2024 (era dell'88% nel 2023, a fronte di 1.676 domande ricevute), con un lieve scarto, in termini percentuali, tra i singoli settori (in particolare, 94% per il gas, 90% per l'elettrico e 77% per l'idrico).

La quasi totalità degli organismi dichiara di avere adottato forme online di accesso alle procedure (piattaforma telematica).

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 2024 tali organismi hanno evidenziato il dato relativo ai motivi previsti nei propri regolamenti che disciplinano l'attivazione e lo svolgimento delle procedure ADR, a cui è riconducibile il 51% dei casi di inammissibilità. Gli altri motivi di inammissibilità hanno riguardato: la mancanza del reclamo preventivamente inviato all'esercente (32%), il mancato rispetto dei termini minimi e massimi rispetto al reclamo e all'eventuale risposta per la presentazione della domanda (12%), i casi di domanda duplicata oppure già sottoposta ad altro organismo ADR o al giudice (5%), come riportato nella figura 10.20.

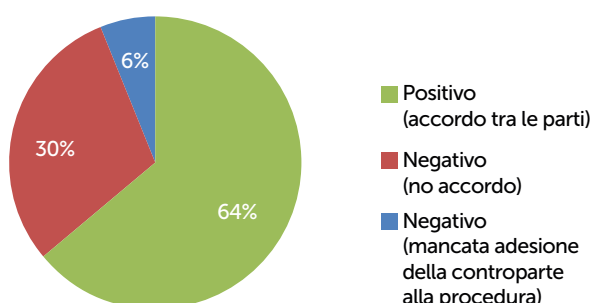
FIG. 10.20 *Principali motivi di inammissibilità delle domande – Organismi ADR (2024)*

Fonte: Relazioni annuali 2024 degli organismi ADR.

Le procedure scaturite dalle domande ammesse nel 2024, nel 63% dei casi, si sono concluse nel corso dello stesso anno (erano l'86% nel 2023); con riferimento al restante 37%, tali procedure risultano pendenti al 31 dicembre 2024 (35%) o interrotte (2%) nella quasi totalità dei casi per rinuncia del cliente o utente finale.

I dati e le informazioni ricevuti dagli organismi ADR iscritti in Elenco evidenziano un andamento positivo delle procedure di conciliazione (Fig. 10.21): nel 64% delle procedure concluse, le parti hanno raggiunto un accordo (erano il 58% nel 2023).

Tra le motivazioni di conclusione con esito negativo si registra anche una percentuale dovuta alla mancata adesione della controparte alla procedura, che ha interessato esclusivamente gli organismi ADR trasversali, diversamente da quanto accade per le procedure di conciliazione paritetica, alle quali l'operatore si obbliga a partecipare in virtù della sottoscrizione del Protocollo d'intesa con le associazioni dei consumatori.

FIG. 10.21 *Esiti delle procedure concluse – Organismi ADR (2024)*

Fonte: Relazioni annuali 2024 degli organismi ADR.

Guardando al totale delle procedure concluse per singolo settore, la quota maggiore di accordi è stata raggiunta dai clienti *dual fuel* (85%, +2 p.p. rispetto al 2023); a seguire, i settori del gas (70%, -1 p.p.) ed elettrico (56%, +8 p.p.); le procedure relative al settore idrico si sono concluse con un accordo nel 66% dei casi (-1 p.p.).

Nel 2024, gli accordi raggiunti sono da ricondurre per l'83% agli organismi ADR di conciliazione paritetica (82% nel 2023); per questi ultimi, la quota percentuale di accordi sul totale delle procedure concluse da tali organismi è pari al 78%.

Infine, per quanto riguarda i tempi medi di conclusione delle procedure, nel 2024, 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 57 giorni in caso di accordo (60 giorni nel 2023), mentre, in caso di mancato accordo, le stesse si sono chiuse in 58 giorni (rispetto ai 54 giorni del 2023). In tutti i casi esaminati, i termini previsti dal Codice del consumo (90 giorni prorogabili per un massimo di altri 90 giorni) risultano comunque rispettati.

Procedure speciali risolutive nel settore dell'energia

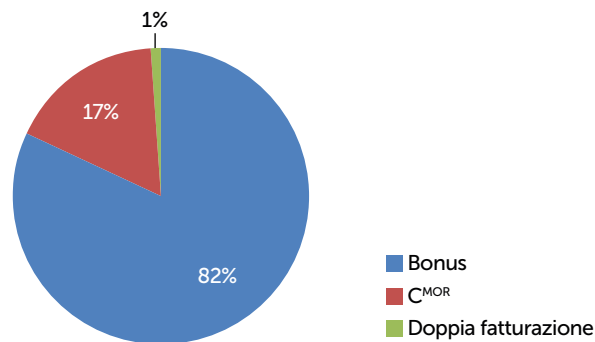
Le procedure speciali risolutive sono attivabili dai clienti finali per problematiche dei settori energetici connesse a fattispecie predeterminate: lo Sportello indica la soluzione della controversia consultando le informazioni codificate in banche dati centralizzate e mediante eventuali interlocuzioni con gli operatori interessati.

Le istanze scritte dei clienti finali che hanno determinato l'attivazione di tali procedure speciali ammontano, nel 2024, a 17.326, in diminuzione del 45% rispetto al 2023. Come evidenziato nella figura 10.22, la procedura maggiormente utilizzata è stata quella in tema di bonus sociale (82%, -11,5 p.p. rispetto al 2023). In particolare, in continuità con quanto rilevato nel 2023, seppure su volumi più elevati, il 42% di istanze sul bonus sociale ha avuto a oggetto la mancata erogazione dell'agevolazione; le restanti, invece, hanno riguardato, per lo più, problematiche relative all'importo del bonus ritenuto errato o al riconoscimento del bonus medesimo in caso di nucleo ISEE con più PDR/POD.

La procedura speciale relativa al C^{MOR} (verifica dei presupposti per il suo annullamento), invece, fa registrare un incremento rispetto al 2023 di 11 p.p., attestandosi al 17% del totale. Tutte le altre procedure sono state poco utilizzate nel 2024: le richieste in tema di doppia fatturazione ammontano all'1% del totale (+0,5% rispetto al 2023), mentre 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, 19 volte e 12 volte.

Il settore elettrico ha interessato il 49% delle procedure in esame, come nel 2023, mentre il settore gas fa registrare un lieve aumento (+1 p.p.) attestandosi al 30%. Negli altri casi la problematica ha interessato entrambi i settori o clienti *dual fuel*.

FIG. 10.22 Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive ricevute dallo Sportello nel 2024



Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Al netto di una quota non significativa di risposte tardive (2%), per i casi di mancata risposta alle richieste di informazioni inviate dallo Sportello nell’ambito delle procedure speciali, è svolta una costante attività di monitoraggio ed *enforcement* che, con riferimento all’anno solare 2023 (per cui si registra uno 0,2% di richieste dello Sportello inesitate per i settori energetici), ha portato all’adozione della delibera di intimazione 225/2024/E/com di cui alla premessa del presente capitolo.

Si ricorda, al riguardo, che, con la delibera 371/2024/R/com citata in premessa, è stato previsto che, in caso di mancata risposta da parte degli operatori, nei termini previsti, alle richieste di informazioni in argomento, a decorrere dal 1° gennaio 2025, lo Sportello invii apposite comunicazioni di sollecito agli operatori in questione, con un termine massimo di risposta pari a dieci giorni lavorativi dalla ricezione delle stesse, contestualmente eliminando il termine ulteriore di quindici giorni lavorativi per la risposta tardiva, in un’ottica di ulteriore efficientamento dell’attività in esame.

Come si evince dalla tavola 10.10, il tempo medio di gestione della procedura speciale sul bonus si è ulteriormente ridotto rispetto ai 28 giorni del 2023, attestandosi a 17 giorni lavorativi, mentre sono 14 i giorni lavorativi impiegati in media per la chiusura dei casi in tema C^{MOR} (a fronte dei 13 giorni del 2023).

TAV. 10.10 Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali risolutive nel 2024

PROCEDURE SPECIALI RISOLUTIVE	LIVELLI SERVIZIO SPORTELLO (*)	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI SPORTELLO (***)	TEMPI RISPOSTA OPERATORE (**)	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI OPERATORE (***)	TEMPISTICA GESTIONE COMPLESSIVA
Bonus	10	5	20	12	17
C ^{MOR}	10	5	10	9	14
Procedura ripristinatoria volontaria	10	7	-	-	7

(segue)

PROCEDURE SPECIALI RISOLUTIVE	LIVELLI SERVIZIO SPORTELLLO (*)	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI SPORTELLLO (***)	TEMPI RISPOSTA OPERATORE (**)	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI OPERATORE (***)	TEMPISTICA GESTIONE COMPLESSIVA
Doppia fatturazione	10	5	10	14	19
Mancata erogazione indennizzo	10	7	10	9	16

(*) Livelli di servizio ex Allegato A alla delibera 383/2016/E/com.

(**) Tempi di risposta ex 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: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Il comparto domestico è stato interessato dalle procedure speciali risolutive nel 94% dei casi e l'85% delle istanze è stato presentato da clienti finali senza l'ausilio di delegati. Il canale principale per azionare tali procedure è stato l'e-mail (utilizzata nel 62% dei casi).

Reclami, istanze e segnalazioni nei settori idrico, teleriscaldamento e rifiuti

I reclami nel settore idrico

Dal 30 giugno 2023, tutti i gestori del settore idrico sono obbligati alla partecipazione alle eventuali procedure attivate dagli utenti finali dinanzi al Servizio Conciliazione dell'Autorità; il tentativo di conciliazione, per le controversie non risolte con il reclamo, è divenuto condizione obbligatoria ai fini dell'accesso alla giustizia ordinaria anche per il servizio idrico e l'eventuale accordo sottoscritto costituisce titolo esecutivo, ai sensi dell'articolo 2, comma 24, lettera b), della legge n. 481/1995. L'obbligo di partecipare alle procedure convocate dinanzi al Servizio Conciliazione prevede specifici vincoli informativi: i gestori, infatti, 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.

Restano escluse da tale disciplina le controversie e i reclami aventi ad oggetto il bonus sociale idrico, che sono gestite direttamente dallo Sportello secondo le modalità disciplinate dall'Allegato B alla delibera 1° febbraio 2018, 55/2018/E/idr (gestione dei reclami in seconda istanza).

I reclami scritti, inviati all'Autorità nel 2024 dagli utenti del settore idrico, sono stati trasmessi allo Sportello che ha provveduto a gestirli fornendo un riscontro scritto contenente informazioni generali sulla regolazione e indicazioni sulle modalità di attivazione delle procedure conciliative, qualora, anche a seguito della risposta del gestore, la controversia non abbia trovato soluzione.

Nel 2024 il numero complessivo di reclami trasmessi all'Autorità è stato di 3.820 (Tav. 10.11); il 94% di questi, pari a 3.588 reclami, ha riguardato il tema bonus sociale idrico (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").

Oltre al tema bonus, le istanze scritte classificabili come reclami hanno avuto ad oggetto argomenti legati alla qualità del servizio (232, 6% del totale) e in particolare: la qualità tecnica (159 reclami), la fatturazione (39 reclami), la morosità (13 reclami), gli allacciamenti (10 reclami), la qualità contrattuale del servizio (6 reclami), prezzi e tariffe (5 reclami).

TAV. 10.11 Argomenti e sub-argomenti relativi ai reclami trasmessi allo Sportello per il settore idrico nel 2024

ARGOMENTO/SUB-ARGOMENTO	TOTALE	VALORE (%) SU TOTALE (*)
BONUS	3.588	94%
Mancata erogazione – Verifica corretta procedura	1.799	50%
Domande da validare – Verifiche sul SII	1.064	30%
Requisiti – Soglie ISEE	377	10%
Riconoscimento bonus idrico – Ritardo procedura	292	8%
Altro	56	2%
QUALITÀ DEL SERVIZIO	232	6%
QUALITÀ TECNICA	159	68%
Interruzioni	81	
Perdite idriche	60	
Livelli della pressione	13	
Sicurezza	5	
FATTURAZIONE	39	17%
Conguagli	12	
Consumi	11	
Sisma	8	
Importi risalenti a 2 anni	2	
Periodicità – Invio bollette	2	
Trasparenza bolletta	1	
Rimborsi	1	
Perdite occulte	1	
Rateizzazione	1	
MOROSITÀ	13	6%
ALLACCIAMENTI/LAVORI	10	4%
Lavori semplici - complessi	7	
Costi e preventivi	2	
Attivazione fornitura	1	

(segue)

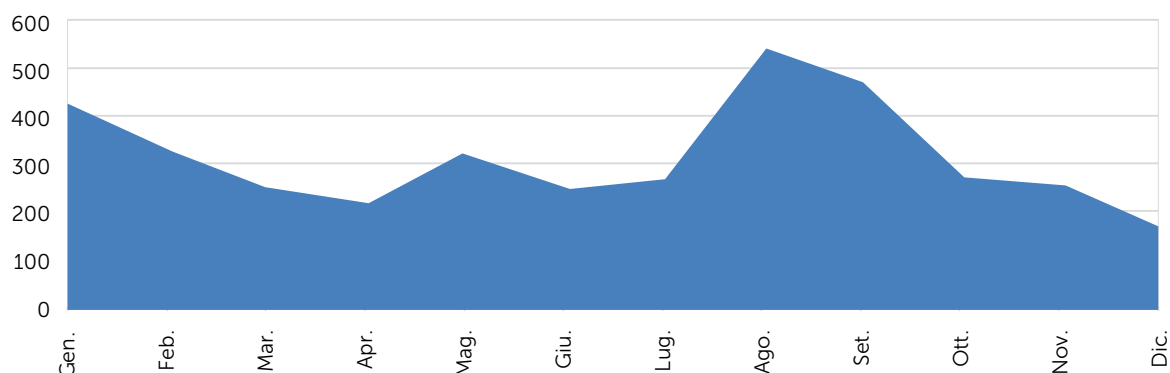
QUALITÀ CONTRATTUALE DEL SERVIZIO	6	3%
Condizioni contrattuali	3	
Caratteristiche fornitura	1	
Distacchi – Riduzione potenza	1	
Cessazione	1	
PREZZI E TARIFFE	5	3%
Tariffa TICS	4	
Conguagli tariffari	1	
TOTALE	3.820	100%

(*) Valori percentuali dei macro-argomenti arrotondati per difetto.

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente.

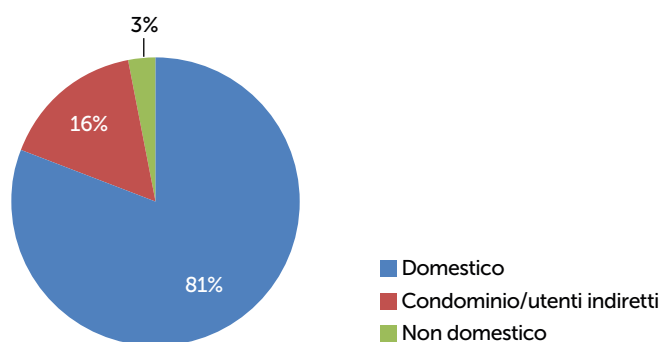
Nella successiva figura 10.23 viene data evidenza dell'andamento, su base mensile, dell'invio dei reclami da parte degli utenti all'Autorità nel 2024. Da rilevare un incremento dei reclami nei mesi di luglio e agosto 2024, per lo più riconducibile al particolare periodo di siccità che ha determinato una grave carenza idrica soprattutto in alcune regioni d'Italia.

FIG. 10.23 Trend relativo ai reclami trasmessi all'Autorità e gestiti dallo Sportello nel settore idrico nel 2024



Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente.

I reclami hanno interessato, nell'81% dei casi, utenze domestiche (residenti e non residenti), nel 16% utenze condominiali e nel restante 3% utenze non domestiche (Fig. 10.24); le istanze scritte sono state trasmesse prevalentemente via e-mail/PEC (73% del totale), per il 26% circa tramite Portale Sportello e le restanti tramite posta ordinaria e fax (circa l'1%).

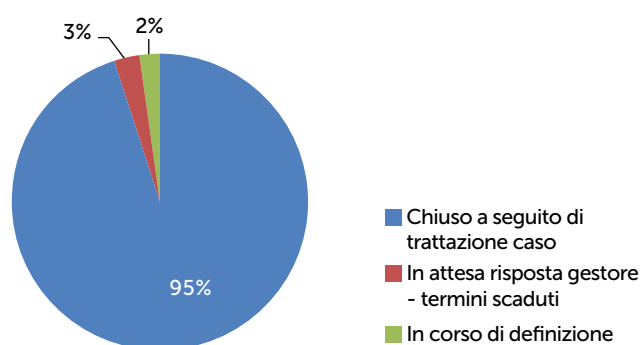
FIG. 10.24 Reclami anno 2024 – Focus tipologia di utenti finali

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Oltre ai già menzionati 3.820 reclami, l'attività svolta dallo Sportello ha previsto anche l'esame di 3.895 richieste di informazioni scritte, di 66 richieste di intervento su tematiche non di competenza dell'Autorità e di 37 segnalazioni su questioni di carattere generale (diverse dalla singola controversia o reclamo), arrivando a un totale di 7.818 pratiche complessivamente gestite nel 2024.

Delle 3.895 richieste di informazioni scritte trasmesse dagli utenti del settore idrico all'Autorità, come anche riportato nel precedente paragrafo "Sportello per il consumatore: l'informazione ai clienti e utenti finali", la maggior parte ha avuto ad oggetto il tema del bonus idrico (37%); a seguire, gli argomenti legati alla qualità contrattuale e tecnica del servizio (30%), alla fatturazione (28%), alle tariffe applicate dai gestori (4%) e alla misura (1%). Anche per le richieste scritte di informazioni, l'Autorità ha richiesto allo Sportello di predisporre un riscontro scritto contenente indicazioni sulla regolazione applicabile, in base all'argomento trattato, e sulle possibili modalità di attivazione del "sistema di tutele".

Con riferimento allo stato delle complessive 7.818 istanze scritte trasmesse dagli utenti nel 2024 (Fig. 10.25), si segnala che il 95% è risultato chiuso a seguito di puntuale trattazione dello Sportello, il 2% ha riguardato pratiche in fase di definizione alla data del 31 dicembre 2024, mentre, nel rimanente 3% dei casi la pratica risulta ancora aperta, in quanto i gestori non hanno fornito risposta entro i termini indicati dallo Sportello; per questi ultimi casi, lo Sportello trasmette una specifica reportistica all'Autorità per i seguiti di competenza.

FIG. 10.25 Esito dell'attività di gestione delle istanze scritte nel settore idrico da parte dello Sportello nel 2024

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente.

I reclami nel settore del telecalore

La delibera 30 maggio 2023, 233/2023/E/com, di estensione del “sistema di tutele”, già efficace a regime per i settori energetici, ha interessato, oltre al settore idrico, anche quello del telecalore. Per gli utenti finali di questo settore, nei casi in cui la problematica insorta con l’operatore non sia stata risolta mediante il reclamo al medesimo operatore, è possibile attivare una procedura di conciliazione dinanzi al Servizio Conciliazione dell’Autorità, alla quale gli operatori hanno l’obbligo di partecipare. Anche per tale settore è operativo il tentativo obbligatorio di conciliazione quale condizione di procedibilità dell’azione giudiziale.

Il numero delle istanze scritte trasmesse dagli utenti del settore del telecalore e classificabili come reclami si è notevolmente ridotto rispetto ai volumi gestiti dallo Sportello nel 2023 (erano 189). Infatti, nel 2024, gli stessi ammontano a 79. Nel 91% dei casi (72) le comunicazioni sono state trasmesse da utenti finali, mentre, per il restante 9% (7), l’invio è avvenuto tramite delegati. Le istanze hanno riguardato, in particolare, il comparto domestico (82%). A differenza degli altri settori, gli utenti del telecalore hanno utilizzato principalmente il Portale Sportello per l’invio delle richieste di informazioni (57%).

Il 75% delle istanze scritte ha riguardato la trasparenza del servizio e, in particolare, i sub argomenti della fatturazione e delle tariffe applicate dagli esercenti nel calcolo degli importi relativi ai consumi. Come per il settore idrico, anche per le istanze scritte del settore del telecalore lo Sportello ha fornito un riscontro all’utente contenente informazioni generali sulla regolazione e, in una decina di casi, anche indicazioni sulle modalità di attivazione delle procedure conciliative qualora, anche a seguito della risposta dell’esercente, la controversia non abbia trovato soluzione.

I reclami nel settore dei rifiuti

Con la delibera 28 dicembre 2023, 621/2023/E/rif, è stato avviato dall’Autorità un procedimento per la graduale estensione al settore dei rifiuti urbani del “sistema di tutele per l’*empowerment* e la risoluzione delle controversie dei clienti e utenti dei settori regolati”. A seguito di tale procedimento, a giugno 2024, è stato convocato un tavolo tecnico, coinvolgendo gli *stakeholder* del settore, per condividere l’approccio graduale nell’estensione degli strumenti di tutela al settore dei rifiuti, approfondendone temi e specificità. Anche sulla base degli esiti del confronto avvenuto nel corso del tavolo tecnico, l’Autorità, con il DCO 420/2024/E/rif sopra menzionato, ha formulato specifici orientamenti per l’estensione al settore dei rifiuti urbani del “sistema di tutele”, stabilendo che il percorso di implementazione prevedesse, in coerenza con quanto avvenuto per il settore idrico, la graduale operatività sia degli strumenti informativi (*contact center* dello Sportello), sia degli strumenti *post* reclamo utilizzabili dagli utenti in relazione alla tipologia della controversia (reclamo di seconda istanza allo Sportello e Servizio Conciliazione).

L’Autorità, con la delibera 574/2024/E/rif citata a inizio capitolo, in esito al percorso descritto, ha adottato le prime disposizioni per l’estensione degli strumenti di informazione e di risoluzione di reclami e controversie gestiti mediante lo Sportello e il Servizio Conciliazione. In particolare, è stato previsto che, dal 1° aprile 2025, gli utenti del settore rifiuti possano usufruire dei servizi di *contact center*, segnalazioni e *help desk* (quest’ultimo per gli sportelli accreditati delle associazioni dei consumatori e delle associazioni di categoria), erogati dallo Sportello. Successivamente, a partire dal 1° ottobre 2025, gli utenti del settore rifiuti potranno scegliere, in caso di mancata soluzione della problematica per mezzo del reclamo al gestore, se inviare allo Sportello un reclamo di seconda

istanza o, in alternativa, attivare il Servizio Conciliazione. La gradualità con la quale il “sistema di tutele” è stato esteso al settore dei rifiuti è stata attuata anche tenendo conto dell’esperienza maturata dall’Autorità già a partire dal 2018, a seguito del monitoraggio delle istanze e comunicazioni scritte degli utenti del settore svolta dallo Sportello, in attuazione di quanto previsto con la delibera 5 aprile 2018, 197/2018/R/rif.

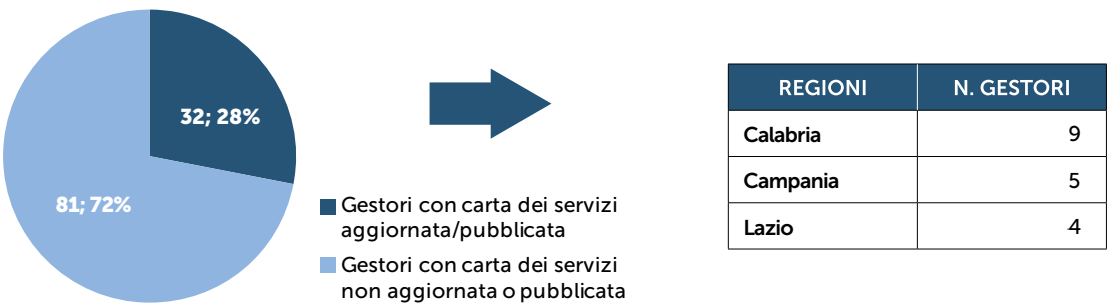
Nel 2024 le comunicazioni scritte trasmesse dagli utenti finali all’Autorità sono state 298; di queste 195 sono state classificate come reclami, 95 come richieste di informazioni (di cui 14 con oggetto il tema bonus TARI) e 8 come non competenza.

I reclami hanno interessato, in particolare, le tariffe applicate dai gestori (56%) e la qualità del servizio (44%), tenuto anche conto della regolazione dell’Autorità in materia; in particolare, a partire dal 1° gennaio 2023, è entrato in vigore 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.

Dal 2024, l’Autorità, tramite lo Sportello, ha avviato una prima verifica dei reclami e delle segnalazioni scritte trasmesse dagli utenti del settore rifiuti, con particolare riferimento a quelli aventi carattere generale o riguardanti la possibile mancata applicazione delle disposizioni in tema di qualità contrattuale e tecnica del servizio. L’Autorità è anche intervenuta attraverso specifiche richieste di informazioni e diffide trasmesse tramite lo Sportello ai gestori, ai quali sono stati forniti chiarimenti ed indicazioni circa la corretta modalità di applicazione delle disposizioni regolatorie.

L’attività di monitoraggio dello Sportello ha interessato, dal 2024, anche la pubblicazione della Carta dei servizi sui siti internet dei gestori, al fine di rilevarne l’aggiornamento con le disposizioni approvate dall’Autorità in materia di qualità contrattuale del servizio. Le verifiche hanno riguardato, in particolare, la documentazione pubblicata dai 113 gestori destinatari delle istanze scritte trasmesse dagli utenti allo Sportello. Dal monitoraggio è emerso che il 72% del totale, pari a 81 gestori, ha pubblicato la Carta dei servizi aggiornata alle disposizioni dell’Autorità, mentre, nel restante 28% dei casi, pari a 32 gestori, la Carta dei servizi non è risultata pubblicata o aggiornata. In tal senso, sono previste, nel corso del 2025, specifiche attività di sollecito e controllo sul rispetto, da parte dei gestori, dei requisiti minimi previsti dalla regolazione sulla trasparenza e sulla qualità contrattuale del servizio.

FIG. 10.26 Focus gestori settore rifiuti – Carta dei servizi – Aggiornamento 2024



Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Iniziative a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico, gas e idrico

Anche per il I trimestre del 2024, a fronte del perdurare nei primi mesi dell'anno dello scenario rialzista sui prezzi delle *commodities* energetiche a livello internazionale, la legge di bilancio per il 2024 ha previsto, in continuità con l'ultimo trimestre dell'anno precedente, il riconoscimento di una componente straordinaria, a carico del bilancio dello Stato, ai fini del contenimento della spesa energetica per i consumatori in stato di disagio economico.

L'Autorità, con la delibera 28 dicembre 2023, 633/2023/R/com, ha aggiornato⁵ i criteri di calcolo dei bonus base, applicando i criteri vigenti fino al terzo trimestre 2021 (precedentemente sospesi fino al terzo trimestre 2023), ossia calcolando il bonus in base alla spesa media attesa per i clienti nel 2024, integrando, inoltre, l'importo del bonus sociale elettrico con un contributo straordinario (c.d. CCS) a favore dei clienti domestici titolari del menzionato bonus.

Per l'anno 2024 non sono state rinnovate le disposizioni legislative che, fino al 31 dicembre 2023, prevedevano un allargamento della platea dei beneficiari dei bonus sociali; pertanto, nel 2024 la soglia ISEE valida per l'ottenere l'erogazione dei bonus sociali per disagio economico è stata quella ordinaria fissata a 9.530 euro; hanno tuttavia continuato a beneficiare del bonus sociale nel corso del 2024 anche i nuclei familiari che sono entrati nel meccanismo entro il 31 dicembre 2023 aventi una soglia ISEE tra 9.530 e 15.000 euro e inferiore a 20.000 euro nel caso dei nuclei familiari con almeno 4 figli a carico⁶.

Tale soglia ordinaria (ISEE inferiore o uguale a 9.530 euro e a 20.000 euro per le famiglie numerose) ha consentito di accedere al meccanismo automatico di riconoscimento dell'agevolazione, tramite la presentazione di una DSU⁷ sotto la soglia ISEE individuata dall'Autorità, a circa 4,1 milioni di famiglie. Rispetto al 2023, anno in cui la soglia di accesso era superiore, si rappresenta una diminuzione di potenziali beneficiari pari al 40,5%. Si evidenzia, inoltre, che l'accesso al meccanismo non garantisce di per sé l'erogazione del bonus sociale, in quanto il Sistema Informativo Integrato (SII) presso Acquirente unico è tenuto a effettuare i controlli sui requisiti tecnici di ammissibilità delle forniture elettriche e gas potenzialmente agevolabili, mentre i gestori idrici territorialmente competenti verificano i requisiti delle forniture idriche.

Di seguito (Tav. 10.12) si riporta la configurazione delle soglie ISEE di accesso e del valore percentuale dei bonus sociali in vigore per l'anno 2024.

⁵ L'aggiornamento è stato effettuato ai sensi di quanto disposto dal decreto-legge 29 settembre 2023, n. 131, convertito con modificazioni dalla legge 27 novembre 2023, n. 169.

⁶ Il decreto-legge 30 marzo 2023, n. 34, convertito con modificazioni dalla legge 26 maggio 2023, n. 56, ha inoltre stabilito di estendere, solo per l'anno 2023, il limite della soglia ISEE di accesso alla compensazione anche alle famiglie numerose (con almeno 4 figli a carico), portando il valore soglia da 20.000 a 30.000 euro (classe b-bis). La delibera 30 marzo 2023, 134/2023/R/com, recependo quanto disposto dal suddetto decreto-legge, ha definito le componenti compensative per il bonus sociale integrativo (CCI) applicabili per il II trimestre 2023 per le diverse classi di titolari di bonus sociale, prevedendo il riconoscimento di un bonus sociale ridotto all'80% per i soggetti appartenenti alla classe d), mentre la successiva delibera 9 maggio 2023, 194/2023/R/com, ha introdotto la nuova classe di aventi diritto al bonus con riferimento alle famiglie numerose (fissando il limite di accesso all'agevolazione della soglia ISEE a 30.000 euro).

⁷ Nel 2024 la soglia ISEE valida per l'ottenere l'erogazione dei bonus sociali per disagio economico è stata quella ordinaria, fissata a 9.530 euro; per le famiglie con più di 4 figli a carico la soglia è fissata a 20.000 euro.

TAV. 10.12 Configurazione delle soglie ISEE per accedere ai bonus sociali nel 2024

TIPO BONUS	SOGLIA ISEE (EURO)	SOGLIA ISEE (EURO) FAMIGLIE NUMEROSE	VALORE BONUS SOCIALE
Elettrico/gas	9.530	20.000	100%
	15.000 (*)	Nuclei che hanno presentato DSU fino al 31 dicembre/2023	80%
Idrico	9.530	20.000	100%

(*) In vigore solo fino al primo trimestre 2025.

Fonte: ARERA.

Nel 2024 sono stati riconosciuti complessivamente circa 2,8 milioni di bonus elettrici e 1,7 milioni di bonus gas (si vedano in dettaglio i dati della tavola 10.13).

Diversi interventi regolatori sono stati adottati nel corso dell'anno per perfezionare i processi di erogazione automatica dei bonus sociali, in base anche alle problematiche emerse, nei primi anni di applicazione del meccanismo di riconoscimento automatico, dall'analisi dei reclami inviati da clienti e utenti finali allo Sportello per il consumatore energia e ambiente.

In particolare, con la delibera 28 dicembre 2023, 622/2023/R/com, l'Autorità ha modificato e integrato alcune delle disposizioni contenute nella delibera istitutiva del meccanismo di riconoscimento automatico del bonus sociale (delibera 23 febbraio 2021, 63/2021/R/com), prevedendo, fra l'altro, la possibilità per il SII di riesaminare, quindi di rivalutare positivamente, una pratica di bonus, nei casi in cui le cause di mancata erogazione della compensazione non siano imputabili ai clienti finali.

In coerenza con quanto disposto dalla delibera 622/2023/R/com, è stata emanata la determina 7/2024 – DICU del 6 giugno 2024, con la quale sono state approvate le nuove comunicazioni da inviare ai clienti finali per informarli di eventuali problematiche che hanno impedito l'erogazione del bonus sociale. Grazie a tali informazioni i clienti possono effettuare le opportune attività di modifica e correzione delle pratiche per ottenere l'ammissione al bonus.

Tra le comunicazioni approvate con la richiamata determina è compresa quella inviata per favorire l'erogazione del bonus agli utenti serviti da gestori idrici non accreditati al SII e che, pertanto, non riescono a ricevere lo sconto in maniera automatica. In questi casi, infatti, gli utenti, con la comunicazione di "ammissione" ricevuta dal sistema, possono recarsi presso gli sportelli del gestore territorialmente competente e chiedere che venga applicata la riduzione tariffaria cui hanno diritto.

Con la menzionata delibera 622/2023/R/com sono stati modificati i tempi di messa a disposizione del bonifico domiciliato gas che i clienti indiretti possono ritirare presso Poste Italiane S.p.A., portando la scadenza del bonifico a 5 anni (ossia fino al termine di prescrizione del diritto). Questa modifica permette ai clienti di avere un lasso di tempo più ampio⁸ per la riscossione dell'agevolazione ed evitare i costi di riemissione del bonifico nel caso di mancata riscossione. Sempre in relazione al servizio di erogazione dei bonus sociali tramite bonifico domiciliato, al fine di garantire la continuità del servizio, l'Autorità ha adottato la delibera 15 ottobre 2024, 404/2024/R/com,

⁸ Precedentemente il bonifico domiciliato poteva essere riscosso entro 10 mesi.

con la quale ha dato mandato alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) di sottoscrivere una nuova Convenzione con Poste Italiane S.p.A. per:

- garantire il servizio di erogazione materiale del bonus sociale gas ai clienti domestici indiretti mediante bonifico domiciliato per il periodo 1° dicembre 2024-30 novembre 2027, secondo le disposizioni regolatorie vigenti;
- consentire la gestione delle ulteriori attività operative necessarie ai fini dell'erogazione dei bonus sociali tramite bonifico domiciliato negli altri settori regolati, anche in seguito alle segnalazioni di casi particolari pervenute tramite lo Sportello dai clienti e utenti o dagli operatori.

L'adozione della delibera 404/2024/R/com ha garantito alla CSEA e ad Acquirente unico la copertura regolatoria necessaria per l'effettuazione di attività operative non espressamente dettagliate nella delibera 63/2021/R/com, ma comunque necessarie per l'erogazione tempestiva dei bonus sociali in alcune particolari casistiche, quali quelle emerse tramite l'analisi dei reclami effettuati dai clienti/utenti (per esempio per permettere la corrispondenza del bonus tramite bonifici domiciliati nel caso in cui il cliente abbia diritto a ricevere un bonus non prescritto relativo a un periodo antecedente all'entrata in vigore del meccanismo automatico).

Bonus sociale elettrico per disagio fisico

Alla luce del superamento del meccanismo a domanda e del passaggio al sistema automatico del riconoscimento dei bonus per disagio economico, il sistema informatico SGAt⁹, ad oggi, è dedicato esclusivamente all'accoglimento delle domande presentate ai comuni (e ai CAF da questi delegati) per ottenere il bonus elettrico per disagio fisico, in quanto bonus non automatizzabile. A tale scopo l'Autorità ha stipulato una Convenzione con l'Associazione Nazionale Comuni Italiani (ANCI) al fine di garantire la gestione dei bonus sociali i cui beneficiari non risultino identificabili attraverso procedure automatiche.

Il bonus sociale per disagio fisico, riconosciuto ai soggetti che utilizzano apparecchiature elettromedicali per supporto vitale, viene riconosciuto in presenza di apposita attestazione rilasciata dalle Aziende Sanitarie Locali (ASL) territorialmente competenti. La gestione tecnico-operativa del bonus elettrico per disagio fisico garantisce l'interfaccia e la trasmissione dei flussi di dati tra SGAt e:

- i Comuni, o soggetti da essi delegati (tipicamente CAF), che ricevono, valutano e ammettono le domande presentate dai cittadini per il bonus sociale elettrico per disagio fisico;
- i distributori di energia elettrica, che eseguono le verifiche relative alla fornitura e fatturano le quote di bonus ai venditori di energia elettrica, deputati all'erogazione del beneficio.

Per l'accesso al bonus il cliente presenta apposita domanda al comune di residenza (ovvero al CAF) del titolare della fornitura (o del soggetto presso cui dimora il malato).

Per garantire continuità nell'erogazione di tale bonus attraverso il sistema SGAt, con la delibera 14 maggio 2024, 178/2024/R/com, l'Autorità ha prorogato per il periodo 1° settembre 2024-31 dicembre 2024 la convenzione in essere e ha autorizzato ANCI a effettuare le attività di sviluppo di nuova soluzione informatica per la gestione del bonus sociale elettrico per disagio fisico.

⁹ Gestito dall'Associazione Nazionale Comuni Italiani (ANCI), ai sensi del comma 6, dell'articolo 57-bis della legge 19 dicembre 2019, n. 157.

Il nuovo sistema informatico sviluppato da ANCI, in seguito alla pubblicazione della delibera 178/2024/R/com, consente un aggiornamento tecnologico continuo, nel rispetto delle linee guida AGID, incluso nel costo delle licenze, risultando più flessibile e scalabile per gestire nuove personalizzazioni che si rendessero necessarie a seguito di modifiche normative e/o regolatorie.

Il progetto, operativo dal 1° gennaio 2025, ha previsto lo svolgimento di tutte le attività necessarie per l'implementazione del nuovo sistema informatico per la gestione del bonus sociale elettrico per disagio fisico e la migrazione dei dati dal vecchio sistema, con la copertura dei costi di coordinamento e progettazione, licenze e personalizzazione, comunicazione e diffusione, trasferimento dei dati e dispiegamento formazione e assistenza ai Comuni e ai CAF per il passaggio al nuovo sistema.

Con la successiva delibera 27 dicembre 2024, 575/2024/R/com, è stato approvato lo Schema di convenzione tra l'Autorità e l'ANCI per la gestione tecnico-operativa del sistema SGAt e per il prossimo triennio, ai fini dell'erogazione del bonus sociale elettrico per disagio fisico.

Lo Schema di convenzione garantisce un risparmio pari a circa 260.000 euro rispetto al precedente sistema di gestione dei dati, individuando una nuova soluzione informatica per la gestione del bonus per disagio fisico che beneficia delle possibili sinergie con lo sviluppo del meccanismo di erogazione del bonus sociale rifiuti, così da efficientare il sistema SGAt e i relativi costi di gestione ordinaria.

Bonus idrico

Per quanto riguarda il bonus sociale idrico, sono proseguite nel 2024 le attività volte, da un lato, al perfezionamento dei processi di gestione dei flussi dei dati che il SII invia ai gestori idrici che hanno effettuato tutti gli adempimenti necessari in materia di accreditamento e privacy, funzionali all'erogazione del bonus idrico; dall'altro, al completamento delle suddette procedure di accreditamento e di adempimenti in tema privacy, da parte dei gestori di minori dimensioni.

Il processo di riconoscimento della compensazione nel settore idrico (peculiare rispetto ai settori elettrico e gas, in quanto il SII non possiede le informazioni relative alle utenze idriche come accade invece per quelle dei settori energetici) ha risentito nei precedenti anni di alcune criticità, riconducibili sia agli adempimenti richiesti ai gestori lato privacy, sia alle difficoltà incontrate dai gestori di piccole dimensioni per problematiche tecniche di gestione dei flussi da e verso il SII.

Su un totale di 1.610 gestori idrici accreditati all'anagrafica dell'Autorità (ATID) alla fine del 2024, risultano accreditati al SII 776 gestori e di questi, alla data del 31 dicembre 2024, ne sono stati abilitati alla ricezione dei flussi funzionali all'erogazione del bonus 634, i quali hanno completato gli adempimenti richiesti in materia di privacy.

I gestori idrici attualmente in regola con gli adempimenti relativi all'accreditamento al SII sono prevalentemente quelli di maggiori dimensioni, tanto che la popolazione residente nei territori di competenza di questi gestori copre oltre il 92,8% della popolazione nazionale. Sussistono però circoscritte aree del paese, in Calabria, Molise, Trentino-Alto Adige e Valle d'Aosta, in cui i processi di aggregazione da parte del gestore unico d'ambito stanno richiedendo tempistiche non trascurabili e la conseguente difficoltà di acquisizione dei flussi di dati funzionali

all'erogazione del bonus sociale idrico. Al riguardo, sono state intraprese tutte le azioni possibili per favorire il completamento dei processi aggregativi e la conseguente erogazione della compensazione.

Nel corso del 2024 al fine di favorire l'erogazione del bonus sociale idrico, sono state effettuate azioni di accompagnamento e sollecito all'accreditamento dei gestori al SII da parte dell'Autorità anche in collaborazione con ANCI, in considerazione del fatto che molti dei gestori non accreditati sono comuni. Tali attività si sono concretizzate nell'invio ai comuni-gestori di comunicazioni di sollecito mirate e puntuali e anche nell'organizzazione di *webinar* formativi, ai quali hanno partecipato anche i tecnici di Acquirente unico, al fine di illustrare nel dettaglio le operazioni informatiche necessarie ad effettuare correttamente l'accreditamento al SII.

Ulteriori modifiche regolatorie hanno riguardato l'attuazione della possibilità di erogare il bonus idrico in tutti i casi in cui il gestore del servizio idrico integrato non si sia accreditato al SII (o non abbia completato gli adempimenti in materia di privacy) con un'erogazione effettuata direttamente dal gestore idrico. A tale proposito, per le DSU di competenza 2024, nei casi in cui il gestore idrico territorialmente competente non risulti accreditato al SII, gli utenti del servizio idrico integrato hanno ricevuto una comunicazione che consente loro di richiedere la compensazione direttamente al gestore, poiché il mancato adempimento agli obblighi previsti in materia di privacy ha impedito il riconoscimento automatico del bonus sociale. L'invio delle comunicazioni agli utenti è stato effettuato con tre flussi successivi conclusi nel 2025.

Evoluzione del numero di beneficiari di bonus sociale elettrico e gas per disagio economico

Il riconoscimento automatico dei bonus sociali agli aventi diritto, in assenza di interventi governativi di innalzamento della soglia ISEE di accesso all'agevolazione¹⁰ (adottati negli anni precedenti a causa del rialzo dei prezzi), ha visto il numero complessivo di beneficiari di bonus sociali per disagio economico (evidenziato nella tavola 10.13) attestarsi a un livello inferiore rispetto al 2023. I nuclei beneficiari di bonus sociale elettrico nel 2024 sono stati oltre 2,8 milioni, mentre per il bonus sociale gas sono stati oltre 1,7 milioni, con una riduzione della platea dei beneficiari rispetto all'anno precedente, dovuta alle modifiche normative, pari al 43,1% nel settore gas e al 38,8% nel settore elettrico.

¹⁰ Si ricorda, come evidenziato in precedenza, che per l'anno 2024 non sono state rinnovate le disposizioni legislative che fino al 31 dicembre 2023 prevedevano un allargamento della platea dei beneficiari dei bonus sociali.

TAV. 10.13 Clienti titolari di bonus sociale elettrico e gas per disagio economico (2019-2024)

	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	
2019	829.209	8.389	558.514	1.396.112
2020	805.303	8.551	543.963	1.357.817
REGIME DI RICONOSCIMENTO AUTOMATICO (DECRETO-LEGGE N. 124/2019 E DELIBERE ATTUATIVE ARERA)				
2021	2.487.599	(*)	1.537.884	4.025.483
2022 (**)	3.766.105	(*)	2.441.158	6.207.263
2023 (***)	4.576.621	(*)	3.005.197	7.581.818
2024	2.801.668	(*)	1.711.068	4.512.736
Variazione % 2024/2023	-38,8%	-	-43,1%	-40,5%

(*) 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).

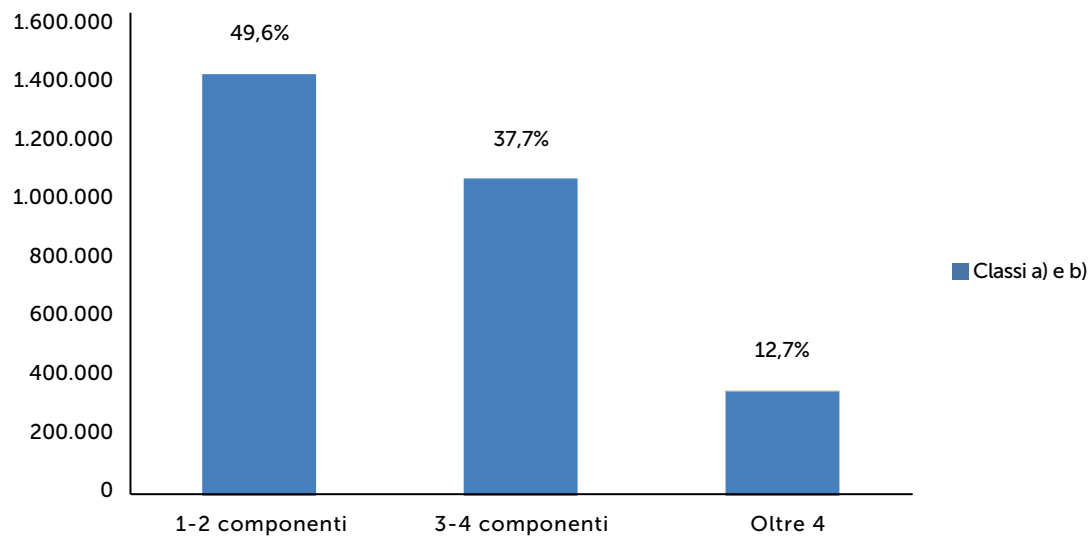
(***) Nel 2023 i bonus complessivi sono relativi alle classi di agevolazione a), b), c), d) e b-bis (quest'ultima temporaneamente in vigore fino al 31 dicembre 2023).

Fonte: SII.

L'importo erogato stimato corrispondente ai bonus riconosciuti è pari a circa 360 milioni di euro per i bonus elettrici e a circa 93 milioni di euro per i bonus gas diretti¹¹.

11 Importo annuo corrispondente ai bonus riconosciuti per l'anno di competenza 2024 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. 10.27 Ripartizione percentuale per numero di componenti dei nuclei familiari beneficiari di bonus sociale elettrico per disagio economico (gennaio-dicembre 2024) (*)



(*) La classe a) è rappresentata dai nuclei familiari con ISEE ≤ 9.530 ; la classe b) dai nuclei con $9.530 < \text{ISEE} \leq 20.000$ con 4 (o più) figli.

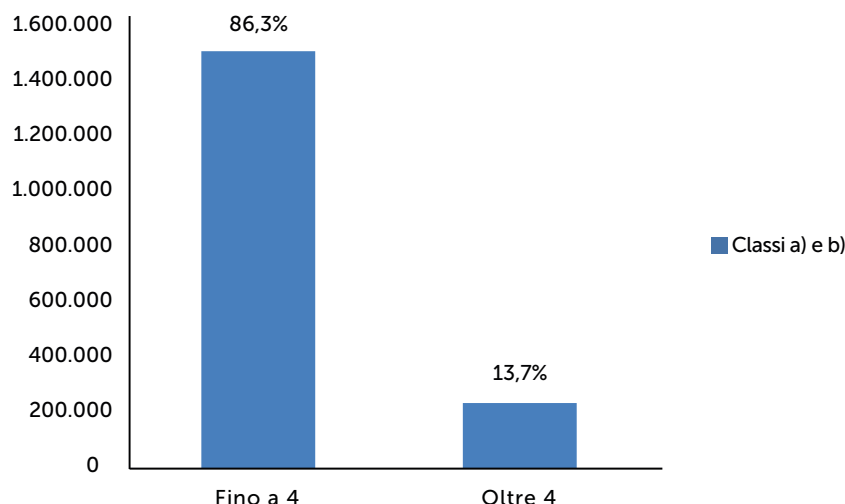
Fonte: elaborazione su dati SII.

Per quanto riguarda il bonus sociale elettrico, 2.801.668 bonus sono relativi alle classi a) e b), che corrispondono ai nuclei familiari con ISEE ≤ 9.530 euro e ai nuclei con ISEE ≤ 20.000 euro con 4 (o più) figli. Nel corso dell'anno hanno continuato a percepire il bonus anche i nuclei familiari relativi alla classe d), che avevano presentato entro il 31 dicembre 2023 una DSU, in virtù dell'innalzamento della soglia ISEE a 15.000 euro¹². La platea dei percettori del bonus sociale elettrico è diminuita complessivamente, rispetto all'anno precedente, del 38,8%, dato che la soglia ISEE di accesso nel 2023, come detto, era stata innalzata a 15.000 euro, mentre nel 2024 era in vigore solo la soglia ordinaria fissata a 9.530 euro.

Per quanto riguarda il bonus sociale gas, 1.906.557 bonus sono relativi ai nuclei delle classi a) e b), ovvero relativi ai nuclei familiari con ISEE ≤ 9.530 euro e ai nuclei con ISEE ≤ 20.000 euro con 4 (o più) figli. Anche la platea dei percettori del bonus sociale gas è diminuita rispetto all'anno precedente (-43,1%).

¹² Nel corso del 2024 sono stati erogati i bonus fino a esaurimento dei 12 mesi di agevolazione erogati ai nuclei familiari con un'attestazione ISEE relativa al 2023 superiore a 9.530 euro, collocati nella classe d) definita all'articolo 2, comma 1, alla delibera 26 aprile 2022, 188/2022/R/com (come aggiornata dalla delibera 24 gennaio 2023, 13/2023/R/com), che hanno avuto accesso al bonus fino al 31 dicembre 2023.

FIG. 10.28 Ripartizione percentuale per numero di componenti dei nuclei familiari beneficiari di bonus sociale gas per disagio economico (gennaio-dicembre 2024) (*)



(*) La classe a) è rappresentata dai nuclei familiari con $ISEE \leq 9.530$; la classe b) dai nuclei con $9.530 < ISEE \leq 20.000$ con 4 (o più) figli.

Fonte: elaborazione su dati SII.

La ripartizione dei nuclei familiari beneficiari nelle diverse categorie, in cui vengono differenziati gli importi di bonus sociale riconosciuti, varia leggermente rispetto all'anno precedente in termini di numerosità del nucleo familiare, ma si conferma la netta prevalenza dei nuclei fino a 4 componenti, sia per il bonus sociale elettrico sia per il bonus sociale gas.

Per quanto riguarda i clienti gas, la ripartizione in base alla zona climatica¹³ di localizzazione della fornitura mostra una prevalenza di beneficiari nelle zone climatiche E e D¹⁴, nelle quali è localizzato il 67% 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 49,5% dei casi (erano il 56,4% nel 2023), a forniture per soli usi di acqua calda sanitaria e cottura cibi nel 50,4% dei casi (erano 43,5% nel 2023) e marginalmente a forniture per solo riscaldamento (0,1%)¹⁵.

Per quanto riguarda i bonus sociali gas riconosciuti ai clienti indiretti (per utilizzo di riscaldamento condominiale)¹⁶, come disposto dalla determina 2/2022 – DACU del 24 gennaio 2022, sono state inviate da Acquirente unico oltre 2,7 milioni di comunicazioni a nuclei che, in base alle verifiche effettuate dal SII, non sono risultati titolari di alcuna fornitura diretta di gas naturale; oltre 800 mila lettere hanno riguardato, 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,

¹³ Sono le zone climatiche sulla base delle quali sono determinati i periodi di accensione degli impianti di riscaldamento, definite dall'articolo 2 del DPR 26 agosto 1993, n. 412 e s.m.i.

¹⁴ Le zone climatiche sulla base delle quali sono determinati i periodi di accensione degli impianti di riscaldamento sono definite dall'articolo 2 del DPR 26 agosto 1993, n. 412 e s.m.i. L'elenco completo di tutti i comuni italiani con la relativa zona climatica è contenuto nell'Allegato A al suddetto DPR.

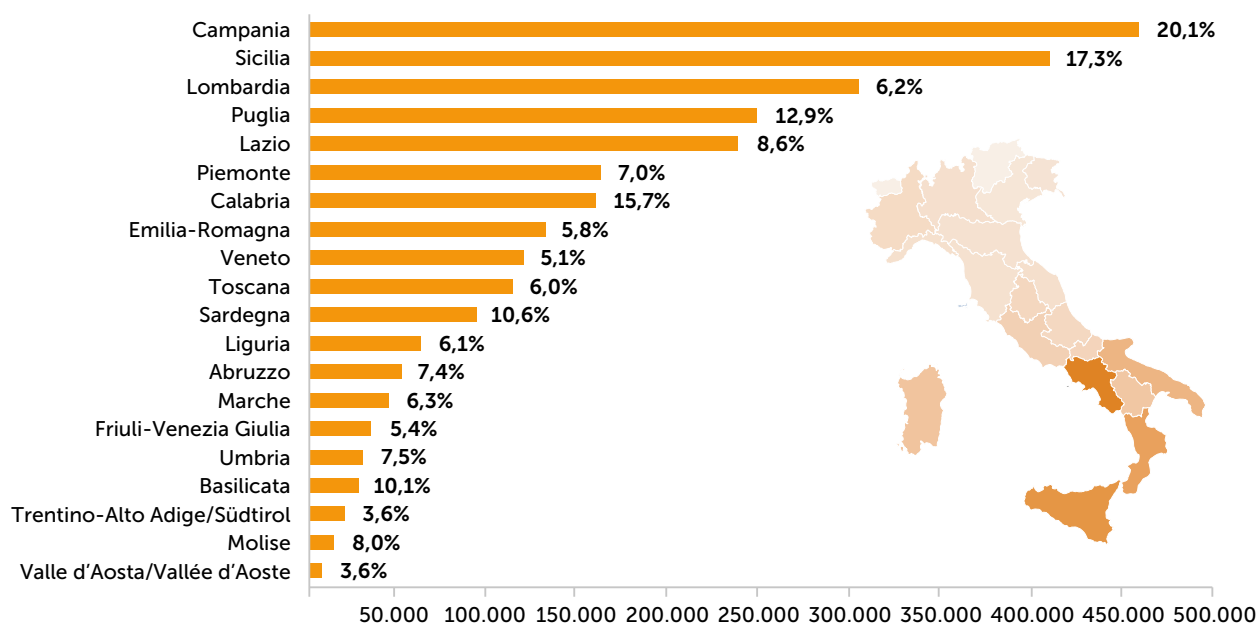
¹⁵ Il confronto con gli anni precedenti è basato sui bonus riconosciuti a forniture dirette. Il processo per il riconoscimento per il bonus gas ai clienti che usufruiscono di una fornitura condominiale centralizzata, previsto dalla delibera 63/2021/R/com e basato sulle dichiarazioni rese dai nuclei familiari 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.

¹⁶ Per potere ottenere il bonus sociale gas relativo alle utenze indirette (condominiali), è necessario dichiarare di usufruire di una fornitura di gas centralizzata per riscaldamento, il relativo PDR e le ulteriori informazioni funzionali alle successive verifiche di ammissibilità da parte del SII, previste dalla delibera 63/2021/R/com. In caso di esito positivo dei controlli, il cliente riceve il bonus sociale gas per la fornitura condominiale in un'unica soluzione mediante bonifico domiciliato erogato da Poste Italiane. Il nucleo familiare riceve una lettera con le istruzioni per la riscossione del bonifico che può essere effettuata in uno qualsiasi degli sportelli di Poste Italiane fino alla data di scadenza dell'agevolazione, come sopra già rappresentato. La scadenza per il ritiro dei bonifici domiciliati messi a disposizione dei clienti è stata fissata a 5 anni, in modo tale da agevolare la riscossione ed evitare le spese di riemissione del bonifico.

dunque, qualora fossero stati serviti anche da una fornitura condominiale di gas per riscaldamento, avrebbero avuto diritto anche alla parte di bonus gas per riscaldamento.

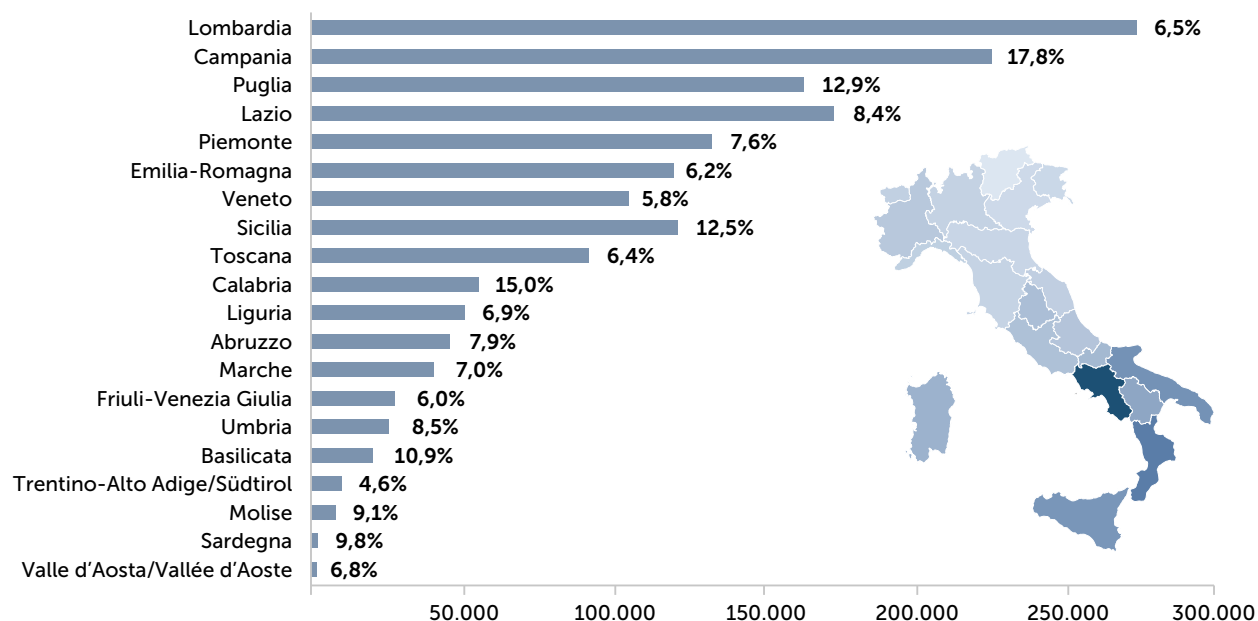
Le due figure 10.29 e 10.30 mostrano la distribuzione regionale dei bonus sociali elettrici e dei bonus sociali gas diretti per disagio economico complessivamente riconosciuti per l'anno 2024 e la percentuale rispetto ai POD/ PDR totali domestici della singola regione.

FIG. 10.29 Distribuzione dei bonus sociali elettrici per disagio economico a livello regionale (grafico a barre) e percentuale rispetto ai POD totali domestici della regione (grafico a barre e cartina) nel 2024



Fonte: SII.

FIG. 10.30 Distribuzione dei bonus sociali gas per disagio economico a livello regionale (grafico a barre) e percentuale rispetto ai PDR totali domestici della regione (grafico a barre e cartina) nel 2024



Fonte: SII.

Complessivamente è stato erogato un numero maggiore di bonus sociali elettrici e gas nelle regioni del Sud (35,14% e 30,61%) rispetto alle altre macroaree del Paese (Tav. 10.14). La percentuale minima di bonus gas erogati si riscontra nelle isole, in quanto aree meno metanizzate.

TAV. 10.14 *Ripartizione percentuale dei nuclei familiari beneficiari di bonus elettrico e gas per disagio economico per area geografica^(A) nel 2024*

	NORD-OVEST	NORD-EST	CENTRO	SUD	ISOLE
Elettrico^(B) % su totale bonus erogati	19,46%	11,19%	15,77%	35,14%	18,44%
Bonus gas % su totale bonus gas erogati	26,99%	15,57%	19,57%	30,61%	7,26%

(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'1,4% sul totale dei bonus elettrici in erogazione.

Fonte: elaborazione su dati SII.

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 (per il 99,7% nell'elettrico e per il 99,4% nel gas hanno beneficiato delle agevolazioni).

In un numero molto limitato di casi (lo 0,3% per l'elettrico e lo 0,1% 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 (es: forniture domestiche, tipologia di contatore).

Ammontare del bonus sociale elettrico e gas per disagio economico

Con la delibera 633/2023/R/com, l'Autorità, come sopra già specificato, ha aggiornato i valori del bonus elettrico e del bonus gas per l'anno 2024 con le nuove modalità "ordinarie" previste dalla delibera 622/2023/R/com¹⁷. Con la medesima delibera è stato definito anche, per il bonus sociale elettrico, il contributo straordinario per il I trimestre 2024, in ottemperanza a quanto previsto dalla legge di bilancio 2024. Gli importi del bonus elettrico per disagio economico erogati nel 2024¹⁸ e del contributo straordinario per il I trimestre 2024 sono illustrati nelle tavole 10.15 e 10.16.

17 Con la delibera 622/2023/R/com è stato stabilito che il calcolo della compensazione venga effettuato una volta all'anno sulla base della migliore stima disponibile per la spesa attesa nei quattro trimestri successivi, determinata con gli stessi criteri utilizzati nel Portale Offerte e nelle schede di confrontabilità per il calcolo della spesa media annua.

18 Si vedano per maggiori dettagli le delibere 633/2023/R/com e 20 febbraio 2024, 45/2024/R/com, e in particolare le tabelle 15 e 15-bis nonché il capitolo 7 della relazione illustrativa alla delibera 633/2023/R/com.

Per quanto riguarda i bonus sociali erogati nel 2024, è utile precisare che i valori del bonus elettrico sono stati aggiornati quantificando la spesa energetica da sostenere nel corso dell'anno 2024, per ogni tipologia di cliente beneficiario, e poi calcolando, rispetto a questa, le riduzioni di spesa definite dalla normativa di riferimento (30% della spesa per elettricità al lordo delle imposte)¹⁹. Il valore del contributo straordinario previsto per il I trimestre 2024 (indicato come CCS) dai provvedimenti normativi è stato calcolato sulla base della somma complessivamente stanziata dal Governo (pari a 200 milioni di euro) e dei criteri indicati nella legge di bilancio 2024. Ai clienti beneficiari della classe d) sono stati riconosciuti valori di bonus ridotti all'80% di quanto riconosciuto ai clienti rientranti nelle classi a) e b); il contributo straordinario è stato definito applicando le medesime modalità già adottate con la delibera 28 settembre 2023, 429/2023/R/com, riferita al IV trimestre 2023, considerando la dimensione della platea di beneficiari nei primi tre mesi del 2024 e in modo tale da rispettare il sopracitato vincolo di spesa.

TAV. 10.15 *Ammontare del bonus sociale elettrico e del contributo straordinario per i clienti in stato di disagio economico con ISEE fino a 9.530 euro nel 2024*

DESCRIZIONE	ANNO 2024 CCE	CONTRIBUTO STRAORDINARIO (CCS) NEL I TRIMESTRE 2024
	€/ANNO PER PUNTO DI PRELIEVO	€/TRIMESTRE PER PUNTO DI PRELIEVO
Numerosità familiare 1-2 componenti	142,74	76,44
Numerosità familiare 3-4 componenti	183	102,83
Numerosità familiare oltre 4 componenti	201,3	113,75

Fonte: ARERA.

TAV. 10.16 *Ammontare del bonus sociale elettrico per i clienti in stato di disagio economico con ISEE compreso tra 9.530 e 15.000 euro nel 2024*

DESCRIZIONE	ANNO 2024 CCE	CONTRIBUTO STRAORDINARIO (CCS) NEL I TRIMESTRE 2024
	€/TRIMESTRE PER PUNTO DI PRELIEVO	€/TRIMESTRE PER PUNTO DI PRELIEVO
Numerosità familiare 1-2 componenti	113,46	76,44
Numerosità familiare 3-4 componenti	146,4	102,83
Numerosità familiare oltre 4 componenti	161,04	113,75

Fonte: ARERA.

¹⁹ Con la delibera 633/2023/R/com, l'Autorità ha quantificato i bonus sociali 2024 sulla base delle modalità di calcolo indicate dalla delibera 63/2021/R/com così come modificata e integrata dalla delibera 622/2023/R/com. Le compensazioni applicabili nel I trimestre 2024 sono state dunque pari alla somma tra la quota parte della compensazione per bonus ordinario (espressa in €/anno/POD) e il contributo straordinario (CCS) per il I trimestre 2024.

Analogamente al bonus sociale elettrico, anche i valori del bonus sociale gas per disagio economico, illustrati nelle tavole 10.17 e 10.18, sono stati calcolati all'inizio dell'anno, in modo differenziato per ciascun trimestre, in modo tale che l'agevolazione venga riconosciuta in relazione ai consumi e per le due classi di ISEE indicate in precedenza (superiore o inferiore a 9.530 euro, per i nuclei con meno di 4 figli), riconoscendo alla classe d) un bonus pari all'80% rispetto al bonus ordinario²⁰.

TAV. 10.17 Ammontare del bonus sociale gas per i clienti in stato di disagio economico con ISEE fino a 9.530 euro (€/trimestre per punto di riconsegna) nel 2024

AMMONTARE DELLA COMPENSAZIONE PER I CLIENTI DOMESTICI (€/ANNO PER PUNTO DI RICONSEGNA)		2024				
		Zona climatica (z)				
		A/B	C	D	E	F
<i>Famiglie fino a 4 componenti (j=1)</i>						
u=AC	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura	43,92	43,92	43,92	43,92	43,92
u=R	Riscaldamento	67,52	85,83	115,07	132,53	132,52
u=ACR	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura + Riscaldamento	97,72	114,20	143,44	179,18	178,25
<i>Famiglie con oltre 4 componenti (j=2)</i>						
u=AC	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura	62,22	62,22	62,22	62,22	62,22
u=R	Riscaldamento	73,91	97,70	132,42	148,98	62,22
u=ACR	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura + Riscaldamento	120,59	143,46	179,09	179,20	149,88

Fonte: ARERA.

TAV. 10.18 Ammontare del bonus sociale gas per i clienti in stato di disagio economico con ISEE compreso tra 9.530 e 15.000 euro (€/trimestre per punto di riconsegna) nel 2024

AMMONTARE DELLA COMPENSAZIONE PER I CLIENTI DOMESTICI (€/ANNO PER PUNTO DI RICONSEGNA)		2024				
		Zona climatica (z)				
		A/B	C	D	E	F
<i>Famiglie fino a 4 componenti (j=1)</i>						
u=AC	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura	36,60	36,60	36,60	36,60	36,60
u=R	Riscaldamento	53,83	68,48	92,24	106,02	106,93
u=ACR	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura + Riscaldamento	78,54	91,36	114,20	143,52	142,60
<i>Famiglie con oltre 4 componenti (j=2)</i>						
u=AC	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura	51,24	51,24	51,24	51,24	51,24
u=R	Riscaldamento	59,31	77,61	105,94	118,82	120,64
u=ACR	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura + Riscaldamento	96,84	114,22	142,54	143,54	143,53

Fonte: ARERA.

²⁰ In attuazione all'articolo 1, comma 18, della legge 29 dicembre 2022, n. 197.

Numero di beneficiari e ammontare del bonus sociale elettrico per disagio fisico

Il bonus sociale elettrico per disagio fisico, come già specificato, 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.

Per usufruirne occorre presentare apposita domanda²¹ presso il comune di residenza/CAF, accompagnata dal certificato della ASL competente che attesti la necessità di utilizzare le apparecchiature elettromedicali per supporto vitale, individuate dal decreto del Ministro della salute 13 gennaio 2011, 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 apparecchiatura/e utilizzata/e, dei consumi medi di ciascuna tipologia di apparecchiatura/e, delle ore medie di utilizzo giornaliero, e differenziata in base alla potenza impegnata della fornitura elettrica. Sulla base degli elementi, certificati dalla ASL, il cliente viene assegnato a una delle dodici fasce di compensazione previste.

Al 31 dicembre 2024 i nuclei familiari con bonus attivo per disagio fisico erano 77.175, in aumento del 16% rispetto all'anno precedente (Tav. 10.19). L'incremento dei beneficiari complessivi negli ultimi anni potrebbe essere connesso a una maggiore richiesta dell'agevolazione, tenuto conto dell'aumento dei costi dell'energia e di una crescente consapevolezza circa l'esistenza del beneficio.

TAV. 10.19 Clienti titolari di bonus elettrico per disagio fisico, anni 2020-2024

	CLIENTI TITOLARI DI BONUS PER DISAGIO FISICO
2020	41.046
2021	41.967
2022	52.176
2023	64.828
2024	77.175
VARIAZIONE % 2024/2023	16%

Fonte: SGAtc.

La tavola 10.20 confronta la distribuzione per fasce dei beneficiari di bonus sociale per disagio fisico registrata nell'anno 2024 con quella registrata nell'anno precedente. Le fasce minime (fino a 600 kWh/anno) risultano leggermente in aumento (+0,35%), mentre diminuiscono lievemente le fasce medie (consumo compreso tra 600 e 1.200 kWh/anno) e massime (oltre i 1.200 kWh/anno) rispettivamente di 0,13% e di 0,22%.

²¹ 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, in quanto non automatizzabile.

TAV. 10.20 Ripartizione per fasce dei bonus per disagio fisico negli anni 2023 e 2024 (in %)

	2023			2024		
	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	57,15%	18,52%	11,70%	56,84%	18,29%	11,45%
Da 3,5 kW	7,02%	2,87%	2,38%	7,61%	2,96%	2,39%
Da 4 kW	0,03%	0,02%	0,01%	0,04%	0,02%	0,01%
Da 4,5 kW	0,17%	0,07%	0,05%	0,23%	0,08%	0,07%
TOTALE	64,37%	21,48%	14,14%	64,72%	21,35%	13,92%

Fonte: SGAtè.

Con la delibera 633/2023/R/com, le cui tabelle sono state integrate dalla delibera 45/2024/R/com, l'Autorità ha definito anche l'ammontare dei valori del bonus da applicare ai clienti in condizioni di disagio fisico per l'anno 2024.

TAV. 10.21 Ammontare del bonus sociale elettrico per i clienti in stato di disagio fisico nel 2024

EXTRA CONSUMO RISPETTO A UTENTE TIPO (KWH/ANNO)		2024 BONUS ORDINARIO (CCF) €/ANNO PER PUNTO DI PRELIEVO
FASCIA MINIMA fino a 600 kWh/anno	fino a 3 kW	139,08
	3,5 kW	179,34
	4,0 kW	190,32
	da 4,5 kW in su	201,30
FASCIA MEDIA tra 600 e 1.200 kWh/anno	fino a 3 kW	274,50
	3,5 kW	300,12
	4,0 kW	314,76
	da 4,5 kW in su	325,74
FASCIA MASSIMA oltre 1.200 kWh/anno	fino a 3 kW	409,92
	3,5 kW	424,56
	4,0 kW	435,54
	da 4,5 kW in su	450,18

Fonte: ARERA.

Analogamente a quanto precedentemente descritto per i bonus elettrici e gas, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare i valori del bonus sociale per disagio fisico per l'anno 2024 (Tav. 10.21) applicando i criteri ordinari, cioè ponendoli pari alla spesa energetica per l'extra consumo indotto dalle apparecchiature salvavita, differenziato in funzione della potenza impegnata e della fascia di consumo legato al tipo di apparecchiatura.

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 2024, 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 maggior tutela per i clienti domestici, rientra quello della revisione della regolazione in materia di trasparenza delle bollette per i servizi elettrico e gas.

Nel mese di marzo 2024 sono stati avviati i lavori del "Tavolo consumatori fine tutela", istituito da ARERA per creare una sede di confronto e di ascolto continuo con i rappresentanti delle associazioni dei consumatori sui temi legati al processo di rimozione delle tutele di prezzo per l'energia elettrica e il gas per i clienti domestici, con incontri periodici per approfondimenti e aggiornamenti sulle novità normative e sui temi specifici di interesse delle associazioni. Nel corso dei quattro incontri del Tavolo, svolti nel 2024 con la partecipazione del Collegio dell'Autorità, sono stati presentati alle associazioni i passaggi regolatori del processo di transizione in corso e gli esiti del monitoraggio svolto dall'Autorità, e sono state raccolte indicazioni e proposte dei partecipanti.

Progetti finanziati mediante il Fondo sanzioni

Nel corso del 2024 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'Autorità²².

Tali risorse hanno garantito, anche per il 2024, 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 2017²³.

²² Ai sensi dell'articolo 11-bis del decreto-legge 14 marzo 2005, n. 35, convertito con modificazioni dalla legge 14 maggio 2005, n. 80, 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 Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

²³ Articolo 1, comma 64, legge 4 agosto 2017, n. 124.

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 avvalimento²⁴.

I progetti a vantaggio dei consumatori attuati nel corso del 2024, oggetto di precedenti proposte dell'Autorità approvate dal Ministro competente *pro tempore*²⁵, 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 620/2015/E/com, che offrono procedure gratuite per i consumatori. Tra questi 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 copre il triennio 2023-2025 in continuità con un analogo progetto giunto a scadenza alla fine del 2022, ha comportato l'erogazione di contributi forfetari in relazione all'attività di rappresentanza del consumatore effettuata dalle associazioni di consumatori iscritte nell'elenco previsto dall'articolo 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 2024, nell'ambito del progetto PDR, sono state ammesse al contributo 6.646 procedure conciliative concluse con accordi transattivi tra le parti, delle quali 5.933 svolte presso il Servizio Conciliazione e le restanti 713 svolte presso organismi ADR paritetici;
- l'attivazione, per il triennio 2023-2025, di una rete di sportelli territoriali qualificati delle associazioni dei consumatori iscritte nell'elenco previsto dall'articolo 137 del Codice del consumo (progetto PQS). Il progetto, in continuità con l'analogo progetto giunto a scadenza alla fine del 2022, 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 39 sportelli territoriali (a fronte dei 35 sportelli operativi nel triennio precedente). Nel corso del 2024, gli sportelli hanno registrato complessivamente 30.438 contatti con i consumatori per richieste di informazione o assistenza, che hanno dato luogo, in caso di richieste di assistenza, all'avvio di 9.793 specifiche azioni (richieste di informazioni, reclami, procedure di conciliazione, ricorsi giurisdizionali) nei confronti dei soggetti esercenti il servizio.

²⁴ Delibera 16 aprile 2024, 149/2024/A; delibera 11 giugno 2024, 232/2024/A.

²⁵ Il decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, convertito con modificazioni dalla legge 2 febbraio 2024, n. 11, ha previsto all'articolo 14, tra l'altro, il trasferimento del Fondo sanzioni, e delle relative competenze, dal Ministero delle imprese e del made in Italy al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, con decorrenza dal 1° gennaio 2024.

Indagini sul livello di soddisfazione dei clienti finali

L'Autorità monitora l'evoluzione dei settori regolati verificando che i servizi siano erogati conformemente alla regolazione vigente, intervenendo con misure correttive quando necessario, al fine di garantire la trasparenza e promuovere la concorrenza.

Ogni anno, attraverso una società di ricerca selezionata con procedura di gara europea, l'Autorità conduce indagini per comprendere meglio il livello di soddisfazione e i bisogni dei clienti. Queste indagini hanno l'obiettivo di monitorare e valutare la qualità dei servizi regolati, nonché di acquisire elementi utili per apportare miglioramenti alla regolazione. Le indagini svolgono un ruolo fondamentale nel raccogliere la valutazione dei servizi direttamente dai clienti e nel comprendere l'evoluzione delle loro aspettative. Inoltre, esse sono cruciali per valutare la conoscenza da parte dei clienti delle condizioni di erogazione dei servizi regolati e fornire agli stessi informazioni che consentono di effettuare scelte consapevoli.

Nel corso del 2024, in linea con gli obiettivi di regolazione, sono state condotte le due indagini annuali previste dal Testo integrato per la regolazione della qualità commerciale della vendita dei settori elettrico e gas (TIQV)²⁶:

- l'indagine di soddisfazione sulla qualità dei *call center*, che viene condotta annualmente e che ha lo scopo di valutare la facilità di accesso e la qualità delle risposte telefoniche fornite ai clienti dai *call center* commerciali delle maggiori aziende fornitrici di energia elettrica e gas;
- l'indagine di soddisfazione sulle risposte ai reclami e alle richieste di informazione, che è finalizzata ad acquisire informazioni in merito alla soddisfazione dei clienti finali riguardo alle risposte scritte ricevute a fronte della presentazione di un reclamo o di una richiesta di informazioni.

Di seguito vengono illustrati i risultati delle indagini condotte nel 2024.

Indagine di soddisfazione sulla qualità dei *call center*

L'Autorità verifica annualmente lo stato della qualità dei servizi telefonici sulla base dei dati trasmessi dai venditori di maggiori dimensioni, ai sensi degli artt. 30 e 32 del TIQV, riportati nel Capitolo 2 del Volume 1, nell'ambito del paragrafo "Qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita dell'energia elettrica e del gas naturale".

Il monitoraggio della qualità dei servizi telefonici per le aziende di maggiori dimensioni (con più di 50.000 clienti) si avvale anche dei risultati di un'indagine di soddisfazione di *call back* rivolta ai clienti elettrici e gas che hanno effettivamente usufruito del servizio telefonico. L'indagine ha l'obiettivo di acquisire direttamente dai clienti un giudizio complessivo in relazione alla chiamata effettuata e una valutazione del loro grado di soddisfazione in relazione ai principali fattori di qualità del servizio. I giudizi di coloro che hanno chiamato i *call center* forniscono informazioni utili al miglioramento del servizio telefonico.

26 Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

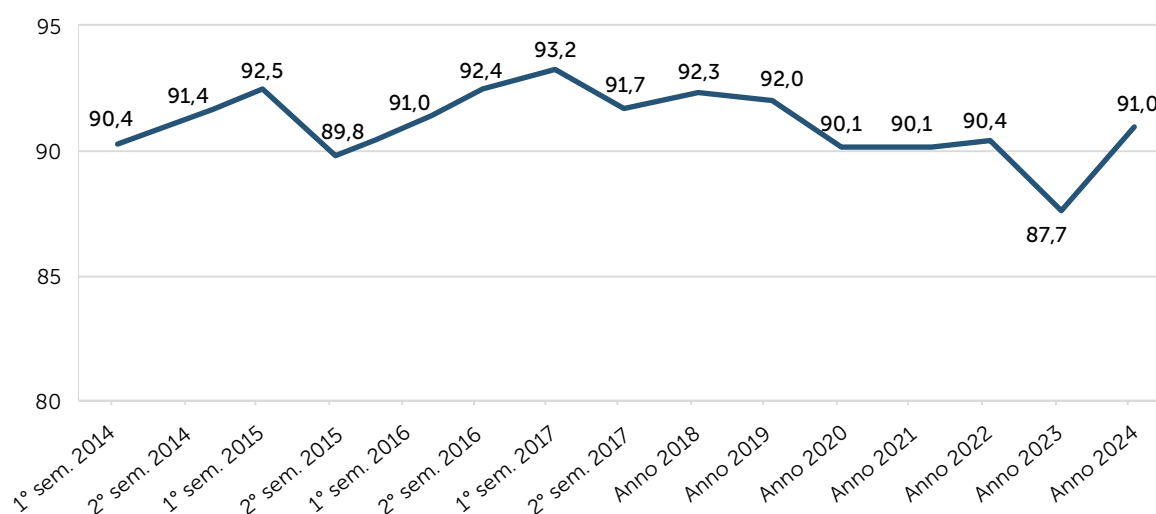
L'indagine relativa all'anno 2024 (le cui istruzioni operative sono state approvate con la determina del Direttore della Direzione Consumatori e Utenti – DICU 11/2024 dell'8 ottobre 2024) ha coinvolto 26 imprese di vendita (imprese con più di 50.000 clienti che hanno ricevuto, in media, almeno 400 chiamate al giorno), che forniscono 44,9 milioni di clienti (contabilizzando insieme clienti elettrici e gas), pari all'84,25% dei clienti complessivi, rispetto a un totale di 54 aziende con più di 50.000 clienti, che trasmettono i dati della qualità dei servizi telefonici, per 53,2 milioni di clienti elettrici e gas.

Nell'ambito dell'indagine sono state effettuate 16.361 interviste telefoniche.

L'indice di soddisfazione complessivo (ICS²⁷) (Fig. 10.31), risultato dell'indagine effettuata tra dicembre e gennaio 2024, è in miglioramento rispetto all'anno precedente, registrando un valore pari a 91, uno tra i più elevati registrati negli ultimi anni (+3,3).

Il livello dell'ICS è dovuto principalmente a un maggior peso, rispetto al 2023, del livello di soddisfazione espresso dai clienti con riferimento alla capacità dei fornitori di risolvere il problema (90,4%) e per la chiarezza delle risposte ricevute (93,1%), complice anche la complessiva riduzione del tempo di attesa per parlare con un operatore.

FIG. 10.31 *Indice di soddisfazione sui servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I semestre 2014-2024)*



Fonte: Indagine sulla qualità dei call center.

L'indagine fornisce una serie di informazioni sui motivi delle chiamate ai *call center*. Dalle interviste effettuate emerge che, per poco meno della metà delle chiamate (49,3%), si è trattato di richieste di informazioni generiche (52,2% nel 2023), quasi un quarto delle chiamate (24,1%) sono state inerenti a una specifica pratica (27,3% nel 2023), nel 22,7% dei casi le chiamate sono state effettuate per risolvere un problema (16,6% nel 2023) e nel 3,9% dei casi si è trattato di chiamate relative a un reclamo (3,9% nel 2023).

²⁷ L'ICS è un indicatore sintetico che consente di monitorare e valutare le prestazioni di un *call center* e la soddisfazione dei clienti. Viene calcolato combinando diversi fattori della qualità che influenzano la percezione del cliente, come ad esempio il tempo che il cliente ha dovuto attendere prima di essere messo in contatto con un operatore, quanto l'operatore ha saputo gestire correttamente la richiesta del cliente, la risoluzione del problema, la chiarezza della comunicazione delle informazioni al cliente.

L'81,2% degli intervistati è riuscito a parlare con un operatore al primo tentativo (73,6% nel 2023), mentre il 18,8% è stato intervistato per una chiamata successiva alla prima (26,4% nel 2023).

Il dato relativo ai clienti che si sono rivolti a un *call center* e che hanno ottenuto l'informazione richiesta alla prima telefonata risulta in aumento (83,8%, mentre era 78,6% nel 2023); il 16,2% dei clienti ha dovuto telefonare più volte per ottenere una risposta conclusiva (21,4% nel 2023). Tra coloro che hanno dovuto richiamare risulta in leggera diminuzione il dato relativo a coloro che hanno dichiarato di avere ottenuto risposte poco o per nulla coerenti (35,3% rispetto al 36,6% del 2023).

Tra i fattori che caratterizzano la qualità della risposta (Tav. 10.22), la capacità di risolvere il problema (35,4%) continua ad essere il fattore chiave che influenza maggiormente la soddisfazione del cliente; a seguire, la chiarezza delle risposte fornite (26,6%) e la cortesia dell'operatore (16,9%). Questi risultano essere i 3 fattori che insieme determinano per i tre quarti la valutazione della qualità del servizio fornito dal *call center* e che quindi hanno influito maggiormente nel calcolo dell'indice complessivo di soddisfazione (ICS).

TAV. 10.22 *Fattori di qualità del servizio telefonico: importanza, soddisfazione e insoddisfazione nel 2024 (in %)*

FATTORI DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO TELEFONICO	PESO	SODDISFAZIONE	INSODDISFAZIONE
Capacità di risolvere rapidamente il problema	35,4%	90,4%	9,6%
Chiarezza delle risposte	26,6%	93,1%	6,9%
Cortesia dell'operatore	16,9%	97,4%	2,6%
Tempo per trovare la linea libera	9,5%	96,0%	4,0%
Semplicità del sistema di risposte automatiche	4,2%	95,0%	5,0%
Tempo di attesa per parlare con l'operatore	7,4%	96,4%	3,6%

Fonte: Indagine di soddisfazione sulla qualità dei servizi telefonici.

In termini di insoddisfazione, la capacità di risolvere il problema (9,6%), la chiarezza delle risposte (6,9%) e il tempo di attesa per trovare la linea libera (4%) sono i 3 fattori che raccolgono più giudizi negativi in termini di soddisfazione. Nel complesso, comunque, la soddisfazione per il servizio nel 93,4% dei casi è positiva (superiore o in linea con le aspettative).

Analizzando ulteriormente il risultato dell'indagine di soddisfazione e, in particolare, le aspettative rispetto alle modalità di erogazione del servizio di *call center*, è stato chiesto a una quota dei rispondenti (circa il 33,3%, pari a 5.393 clienti) di esprimere una preferenza sullo sviluppo, da parte delle aziende, dei canali di contatto telefonici o servizi digitali oppure di sportelli sul territorio.

Il 56,5% ha indicato la propria preferenza per lo sviluppo dei canali indiretti (*call center*), il 34,7% dei rispondenti preferisce gli sportelli sul territorio, mentre l'8,8% non ha espresso preferenza per un canale specifico. Infine, il 76,7% dei rispondenti ha dichiarato che ha utilizzato il *call center* perché è il canale più comodo, mentre il 23,3% avrebbe preferito recarsi a uno sportello ma non aveva alternative.

Per quanto riguarda i tempi di attesa per parlare con un operatore, il 42,7% degli intervistati ha risposto che, in caso di linea occupata, gradisce il servizio che preveda di essere richiamato, mentre il 34,1% preferisce ascoltare un messaggio che indichi il tempo di attesa previsto. Solo il 15,5% gradisce un messaggio che suggerisca di richiamare in momenti con minore traffico telefonico e il 7,7% non indica preferenze.

Complessivamente, l'indagine sui servizi telefonici, effettuata nell'anno 2024, ha permesso di verificare che i servizi per contattare telefonicamente il venditore di energia continuano a rappresentare un elemento centrale della qualità complessiva dei servizi di *customer care* degli operatori elettrici e gas; inoltre, la performance registrata dalle aziende coinvolte dall'indagine si è attestata su un livello qualitativo elevato e comunque migliore rispetto ai livelli registrati negli anni precedenti.

Indagine sulla qualità delle risposte ai reclami scritti e alle richieste di informazioni

L'indagine di *customer satisfaction* sulla qualità delle risposte ai reclami scritti e alle richieste di informazioni coinvolge, tramite interviste, i clienti che sono risultati destinatari di una risposta scritta, reclamo o richiesta di informazioni, secondo quanto previsto dall'articolo 38 del TIQV. L'indagine ha l'obiettivo di acquisire un giudizio di soddisfazione su come è stato trattato il reclamo o la richiesta di informazione attraverso la valutazione di diversi fattori di qualità da parte dei clienti che hanno ricevuto una risposta scritta dal venditore di energia.

Con la determina 9/2024 – DICU dell'11 settembre 2024 sono state approvate le istruzioni operative relative all'indagine di soddisfazione sulle risposte ai reclami e alle richieste di informazione (articolo 38 del TIQV) che si è svolta nel 2024. Nell'indagine sono state coinvolte 15 imprese, in rappresentanza di circa 40 milioni di clienti (contabilizzando insieme clienti elettrici e gas), pari al 75,15% circa dei clienti complessivi. Sono state effettuate 13.674 interviste CATI (interviste telefoniche)/CAWI (interviste via web) per l'indagine sulla qualità delle risposte ai reclami e 2.001 interviste per la qualità delle risposte alle richieste di informazioni.

Per quanto riguarda i risultati dell'indagine sui reclami, il 57,9% dei clienti intervistati si è dichiarato complessivamente soddisfatto della risposta ricevuta, mentre il 42,1% è insoddisfatto. Il 14,4% degli insoddisfatti ha affermato di essere gravemente insoddisfatto. Analizzando nel dettaglio, i più soddisfatti risultano essere i delegati professionali (associazioni dei consumatori, avvocati, commercialisti), soddisfatti al 61,1%, seguiti dai clienti titolari di contratto, soddisfatti al 58,2%, mentre i meno soddisfatti risultano essere i delegati non professionali (figli, parenti, amici del titolare), soddisfatti al 55,1%.

Analizzando i dati per tipologia di mercato, i clienti del mercato libero totalizzano livelli di soddisfazione leggermente inferiori (57,3%), mentre percentuali più elevate sono state riscontrate per i clienti del mercato tutelato (60,7%).

Se si analizzano ulteriormente i risultati, l'86,9% di chi ha risolto totalmente il problema è soddisfatto della risposta ricevuta. Fra chi lo ha risolto parzialmente, la quota di soddisfatti è pari al 65,3%, mentre, tra chi non lo ha risolto, il valore si attesta al 19,4%. A tale proposito, si rileva che il 34,3% del campione con il reclamo non ha risolto il problema.

Vi è da rilevare che, prima di presentare il reclamo scritto, il 49% dei clienti si era rivolto al *call center* aziendale, il 13,7% aveva precedentemente presentato un reclamo, lo 0,5% aveva provato con altri canali dell'azienda, il 6,4% si era rivolto ad altri punti di contatto aziendali fisici, il 3,3% ha dichiarato di essersi rivolto ad una associazione dei consumatori, l'1,7% si è rivolto allo Sportello per il consumatore energia e ambiente e il 2,9% a un legale di fiducia o a un commercialista. I clienti intervistati, pertanto, sono arrivati a presentare reclamo scritto generalmente ridotti da più contatti e passaggi o da precedenti reclami, e solo il 22,4% di essi ha scritto direttamente il reclamo.

Per quanto riguarda i motivi di reclamo, nel 64,6% dei casi il cliente intervistato ha dichiarato problemi inerenti alla fatturazione; a seguire rilevano le vicende contrattuali (20,0%), i temi del mercato (10,4%), della misura (11,2%) e della morosità e sospensione della fornitura (6,7%), mentre la qualità commerciale e la qualità tecnica incidono, rispettivamente, per il 2,2% e il 5,4%. Il bonus sociale incide per il 2,0%.

Nel dettaglio, ai clienti intervistati è stato chiesto di valutare, con una scala semantica a 3 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.

I fattori su cui si concentra in maniera rilevante l'insoddisfazione sono mostrati nella tavola 10.23: la chiarezza sui tempi in cui il problema è stato o verrà risolto (35,9% di insoddisfatti), la completezza delle indicazioni sulle modalità con cui verrà risolto (35,8% di insoddisfatti), le motivazioni fornite dall'azienda per considerare fondato o infondato il reclamo (32,7% di insoddisfatti), la chiara indicazione di un referente aziendale per eventuali ulteriori chiarimenti (32,9% di insoddisfatti).

TAV. 10.23 *Importanza attribuita dai clienti ai fattori della qualità della risposta e insoddisfazione nel 2024 (in %)*

FATTORI DELLA QUALITÀ DELLA RISPOSTA	PESO	SODDISFAZIONE	INSODDISFAZIONE
La chiarezza sui tempi in cui il problema è stato o verrà risolto	18,4%	64,1%	35,9%
La completezza delle indicazioni sui modi in cui il problema verrà risolto	15,8%	64,2%	35,8%
La comprensibilità e chiarezza del linguaggio utilizzato nella risposta	15,3%	79,0%	21,0%
La precisione e completezza dei riferimenti ai motivi del reclamo presentato	12,5%	72,9%	27,1%
La precisione e completezza dei riferimenti relativi all'utenza per cui ha presentato il reclamo	10,7%	76,9%	23,1%
La chiara indicazione di un referente aziendale per eventuali ulteriori chiarimenti	10,7%	67,1%	32,9%
Le motivazioni fornite dall'azienda per considerare fondato o infondato il reclamo	11,0%	67,3%	32,7%
La documentazione allegata	5,7%	72,1%	27,9%

Fonte: Indagine di soddisfazione sulle risposte ai reclami e alle richieste di informazioni.

Considerando nel complesso le risposte di tutti i clienti intervistati che rappresentano il campione di indagine, l'indice di soddisfazione complessiva (ICS) per il 2024 è pari a 65,9 su 100; valore che risulta superiore a quello rilevato nel 2023 (+1,7).

L'indagine di soddisfazione sulla qualità delle risposte alle richieste di informazioni scritte, invece, evidenzia un livello di soddisfazione complessiva decisamente più alto rispetto alle risposte ai reclami, con un ICS di 72,4, lievemente inferiore rispetto all'anno precedente (-1,2).

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 74,5% 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 14,5% 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 63,6% di chi ha presentato una richiesta di informazioni non era a conoscenza dell'esistenza di standard specifici e generali; il 25,1% ne aveva sentito parlare ma non era in grado di descriverli; l'11,3% ha dichiarato invece di conoscere gli standard ed è stato in grado di citare quelli associati alla tempestività di risposta alla richiesta di informazioni.

L'indagine di soddisfazione sulla qualità delle risposte alle richieste di informazioni è stata effettuata anche per verificare se possano essere presenti inesattezze, da parte dei venditori, nella classificazione delle richieste ricevute in richieste di informazioni o in reclami. Sotto questo profilo, dei 2.001 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, nessun intervistato ha dichiarato di avere inoltrato un reclamo e non una richiesta di informazioni.



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.

Nel mese di ottobre 2024 sono state avviate le attività a supporto dell'Autorità del Nucleo Carabinieri ("Nucleo CC ARERA") messo a disposizione presso la sede di Milano da parte del Comando Carabinieri per la Tutela ambientale e la sicurezza energetica ai sensi della delibera 164/2024/A; i militari del Nucleo, provenienti dal Gruppo per la tutela ambientale e la sicurezza energetica di Milano, sono stati posti a supporto operativo della Divisione Ambiente, cominciando a occuparsi, in particolare, di approfondimenti istruttori nell'ambito del procedimento per l'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato per gli anni 2022 e 2023 (RQTI).

Inoltre, sono proseguite le attività di controllo svolte con la collaborazione della Guardia di Finanza, sulla base di quanto previsto dal vigente Protocollo di 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 (NSBS), la Guardia di Finanza fornisce un contributo significativo alle attività di controllo dell'Autorità, sia in termini di risorse, sia in termini di competenze.

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 2024, l'attività di vigilanza ha visto lo svolgimento sia di attività ispettive, sia di attività di controllo telefonico e documentale che hanno consentito di controllare l'operato di una vasta platea di soggetti e nuovi ambiti di attività.

Più in dettaglio l'attività di vigilanza è stata svolta nel 2024 attraverso:

- verifiche ispettive *in loco*, riguardanti temi prioritari come la tutela dei consumatori (bonus sociale), il corretto funzionamento dei mercati, la determinazione di tariffe e incentivi e la sicurezza e la qualità del servizio;
- controlli telefonici tramite chiamate ai *call center* dei venditori di energia elettrica e gas;
- controlli documentali, relativi in particolare alle verifiche sui dati fiscali dichiarati dalle imprese a forte consumo di energia elettrica (energivori), all'*unbundling* contabile e alla dichiarazione di investimenti da parte degli operatori nei servizi infrastrutturali dell'energia elettrica e del gas nonché alla corretta contribuzione, da parte delle imprese regolate, degli oneri di funzionamento dell'Autorità.

Inoltre, nel corso dell'anno sono state adottate le delibere 4 giugno 2024, 218/2024/E/com, e 17 dicembre 2024, 545/2024/E/com, che hanno determinato le penalità, previste dalla delibera 592/2021/R/com per favorire la partecipazione dei venditori di energia elettrica e gas naturale a processi regolari e trasparenti di definizione delle dinamiche dei prezzi, a carico degli operatori che non avevano trasmesso all'Autorità i prezzi medi applicati ai clienti rispettivamente nel secondo semestre 2023 e nel primo semestre 2024.

È proseguita infine l'attività di monitoraggio dello stato delle gestioni nei settori regolati attraverso l'Anagrafica operatori, anche per mezzo di approfondimenti condotti a livello comunale grazie alle anagrafiche territoriali (gas, idrica, teleriscaldamento e rifiuti).

Verifiche ispettive e controlli telefonici

La tabella di dettaglio (Tav. 11.1) evidenzia l'ampio spettro degli ambiti di controllo per i quali sono stati effettuati sopralluoghi ispettivi. Nel 2024, il numero delle ispezioni effettuate è in lieve diminuzione rispetto all'annualità precedente; in parallelo sono state introdotte nuove modalità di accertamento e, in particolare, sono stati effettuati, da parte dei militari dell'NSBS, controlli telefonici ai numeri dei *call center* commerciali dei venditori di energia elettrica e gas nel mercato libero in materia di informazioni precontrattuali fornite ai clienti finali.

Sono proseguite le verifiche ispettive in materia di bonus sociale, data l'importanza di mantenere un presidio a tutela dei clienti vulnerabili per verificare che le agevolazioni siano effettivamente erogate, da parte delle imprese di vendita, ai beneficiari.

Attraverso le verifiche con sopralluogo sono stati condotti accertamenti in nuovi campi d'indagine: sono state avviate le verifiche in materia di adeguamento degli impianti di produzione ai fini del servizio di riaccensione del sistema elettrico nazionale e quelle in materia di riconoscimento ai venditori degli oneri generali di sistema non incassati dai clienti e già versati ai distributori.

Lo strumento ispettivo è stato inoltre utilizzato per verificare la fondatezza delle segnalazioni pervenute in merito alla ripetizione, da parte di talune imprese, di comportamenti non corretti nell'utilizzo di processi e servizi del Sistema informativo integrato (SII), quali il servizio di *pre-check* e i flussi informativi per l'effettuazione degli *switching*; altre ispezioni sono state effettuate per verificare la correttezza dei dati dichiarati, da parte di alcune imprese con costi superiori alle medie di settore, per la determinazione della *Regulatory Asset Base* (RAB) della distribuzione e del trasporto regionale del gas e per verificare il rispetto degli impegni ripristinatori.

In considerazione della rilevanza del tema per i clienti finali, sono state infine effettuate ispezioni sulla qualità del servizio di distribuzione del gas (pronto intervento e controlli sugli incentivi economici alla sicurezza).

Le verifiche ispettive sono state svolte con la collaborazione dell'NSBS.

TAV. 11.1 Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2020-2024 – Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo

ARGOMENTO	2020	2021	2022	2023	2024
Tutela dei consumatori	1	1	4	3	7
Tariffe e <i>unbundling</i>	-	-	2	-	3
Qualità del servizio	36	16	17	19	8
Mercati all'ingrosso e <i>retail</i>	5	2	2	2	2
Connessione degli impianti di produzione	3	-	-	-	2
Tariffe e tutela dei consumatori nel servizio idrico integrato	5	-	-		-
TOTALE	50	19	25	24	22
<i>di cui con la collaborazione di:</i>					
Arma dei Carabinieri	-	-	-	2	
Guardia di Finanza – Nucleo speciale beni e servizi	50	19	25	22	22
Stazione sperimentale per i combustibili	27	-	-	-	-

Fonte: ARERA.

TAV. 11.2 Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2020-2024 – Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo

ARGOMENTO	2020	2021	2022	2023	2024
Tutela dei consumatori					
Bonus sociale				1	4
Impegni ripristinatori	-	-	-	-	1
Fatturazione a clienti finali di energia elettrica e di gas e altri adempimenti connessi alla vendita	1	-	1	-	
Costi sostenuti da Sogin per il DN-PT	-	1	-		
Crediti non incassati da distributori e venditori elettrici per oneri generali di sistema	-	-	2		2
Effettiva cessazione di violazioni già oggetto di provvedimenti sanzionatori	-	-	1	2	
Informazioni precontrattuali fornite ai clienti finali da <i>call center</i> commerciali					CT ^(A)
Tariffe e <i>unbundling</i>					
Tariffe di distribuzione, trasporto e misura del gas	-	-	2		3
Qualità del servizio					
Continuità del servizio elettrico	-	-	3		
Qualità del trasporto elettrico	1	1	-	1	
Qualità del gas (grado di odorizzazione, potere calorifico e pressione)	27	-	-		
Incentivi della sicurezza gas	3	8	4	5	6
Servizio di pronto intervento gas	5+CT ^(B)	7+CT ^(B)	10+CT ^(B)	13	2+CT ^(B)

(segue)

ARGOMENTO	2020	2021	2022	2023	2024
Mercati all'ingrosso e retail					
Settlement gas	3	2			
Vulture	-	-		2	
Utilizzo processi e servizi del Sistema informativo integrato	2	-	1		2
Volumi di servizio erogati nel settore elettrico			1		
Connessione degli impianti di produzione					
Adeguamento degli impianti ai fini del servizio di riaccensione del sistema elettrico nazionale					2
Adeguamento degli impianti di produzione di energia elettrica connessi in MT	3	-			
Tariffe e tutela dei consumatori nel servizio idrico integrato					
Determinazione e applicazione delle tariffe, restituzione remunerazione del capitale investito agli utenti, trasparenza della fatturazione, Carta dei servizi, efficienza della misura, tariffe d'ufficio, esclusione dall'aggiornamento tariffario	5	-			
TOTALE	50	19	25	24	22

(A) CT = controlli telefonici a 10 imprese di vendita.

(B) CT = controlli telefonici (in numero di 50 all'anno, 30 nel 2024, vedi *infra*).

Fonte: ARERA.

Verifiche ispettive con la collaborazione della Guardia di Finanza nei confronti di imprese di vendita in materia di erogazione del bonus sociale elettrico e gas

Nel periodo gennaio-novembre 2024 sono state effettuate 4 verifiche ispettive in materia di erogazione del bonus sociale: 3 ai sensi della delibera 31 ottobre 2023, 489/2023/E/eel, e 1 ai sensi della delibera 29 ottobre 2024, 433/2024/E/com.

Con la delibera 31 ottobre 2023, 489/2023/E/eel, l'Autorità ha approvato il programma di quattro verifiche, nei confronti di imprese di vendita, in materia di erogazione del bonus sociale elettrico.

Le verifiche ispettive hanno a oggetto il rispetto delle disposizioni dell'Autorità in materia di erogazione del bonus sociale di cui alla delibera 23 febbraio 2021, 63/2021/R/com, e ai relativi allegati; tale provvedimento reca le modalità applicative del regime di riconoscimento automatico agli aventi diritto dei bonus sociali elettrico, gas e idrico per disagio economico. Inoltre, l'Allegato B alla delibera 63/2021 prevede per le imprese obblighi informativi nei confronti del Gestore del SII riguardanti la numerosità e l'importo dei bonus erogati ogni bimestre. I controlli sono stati impostati con la finalità di verificare sia la corretta implementazione del processo di gestione dei flussi informativi con il SII, sia la correttezza del processo di fatturazione ed erogazione del bonus al cliente, ricostruendolo, con verifiche massive e indagini su situazioni puntuali, con il prezioso contributo dell'NSBS della Guardia di Finanza, dall'attivazione dei bonus all'effettiva presenza delle agevolazioni nelle bollette dei clienti aventi diritto serviti dalle imprese da ispezionare.

In esito alle tre verifiche svolte nel 2024 ai sensi della delibera 489/23 a completamento del programma di quattro ispezioni avviato nel 2023, sono state riscontrate alcune violazioni alla delibera 63/2021 e sono stati avviati i relativi procedimenti sanzionatori, con le determinate 28, 31 e 32/2024/eel.

La prima verifica, svolta nei confronti di una grande impresa di vendita, ha accertato il mancato rispetto degli obblighi informativi nei confronti del SII (rendicontazione bimestrale delle erogazioni).

Le altre due verifiche, svolte rispettivamente nei confronti di una media e di una piccola impresa di vendita, hanno evidenziato diverse violazioni riconducibili a mancate erogazioni, nei termini previsti, a tutti gli aventi diritto, del bonus sociale elettrico; sono emersi, inoltre, casi di mancato rimborso di note di credito con importi di bonus e la mancata erogazione della "quota residua" del bonus sociale spettante nei casi di cessazione amministrativa (disattivazione o voltura); infine, le società non hanno effettuato la prescritta rendicontazione al SII dei bonus erogati.

Nel mese di novembre, si è svolta la prima verifica ispettiva ai sensi della delibera 433/2024/E/com, con la quale l'Autorità ha approvato un programma di cinque verifiche da effettuare entro il 31 dicembre 2025 nei confronti di imprese di vendita in materia di erogazione del bonus sociale, sia elettrico che gas. Gli esiti della prima attività ispettiva, svolta nei confronti di una grande impresa, sono in fase di valutazione.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 11.3.

TAV. 11.3 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese di vendita in materia di erogazione del bonus sociale elettrico e gas (gennaio-novembre 2024)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Due grandi una media e una piccola impresa di vendita di energia elettrica	Verifica della corretta applicazione della regolazione in materia di erogazione del bonus sociale (delibera 63/2021).	Accertate violazioni alla delibera 63/2021 per una grande, una media e una piccola impresa di vendita di energia elettrica per mancata parziale corresponsione dei bonus e mancata rendicontazione dei bonus erogati al SII. Avviati 3 procedimenti sanzionatori con procedura semplificata. Esiti in fase di valutazione per una grande impresa.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Verifiche ispettive con la collaborazione della Guardia di Finanza nei confronti di imprese utenti del trasporto di energia elettrica, in materia di riconoscimento degli oneri generali di sistema non riscossi dai clienti finali e già versati alle imprese distributrici

Nel periodo luglio-novembre 2024 sono state effettuate le prime due verifiche ispettive nei confronti di imprese di vendita di energia elettrica in materia di riconoscimento degli oneri generali di sistema (OGdS) non riscossi dai clienti finali e già versati alle imprese distributrici, delle quattro previste dalla delibera 18 giugno 2024, 234/2024/E/eel, da effettuare entro il 31 marzo 2025.

Le operazioni di verifica hanno a oggetto il riconoscimento agli utenti del trasporto degli OGdS non riscossi dai clienti finali, inerenti a contratti di trasporto in essere o risolti, in relazione alle istanze presentate alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) con riferimento agli anni a partire dal 2016 (entrata in vigore del Codice di rete tipo), inclusa la loro quantificazione. In particolare, le verifiche sono tese ad accertare il possesso da parte dell’impresa richiedente dei requisiti necessari per accedere al meccanismo di cui all’Allegato A alla delibera 32/2021/R/eel e il possesso della documentazione necessaria a verificare la quantificazione degli importi degli OGdS non versati dai clienti finali comunicati alla CSEA.

Dato il rilevante ruolo ricoperto dalla CSEA nella gestione delle istruttorie relative al meccanismo, è stata prevista la partecipazione di funzionari della CSEA alle verifiche ispettive.

La prima verifica, svolta nel mese di luglio nei confronti di una grande impresa di vendita, ha avuto esito non conforme in quanto la società ha incluso, negli OGdS non riscossi e rimborsati da CSEA, importi di IVA non ascrivibili al meccanismo di riconoscimento. Con la determina DSAI/39/2024/eel è stato avviato un procedimento sanzionatorio in materia di riconoscimento degli oneri generali di sistema non riscossi, con eventuale chiusura con procedura semplificata, che prevede il versamento alla CSEA dell’importo di IVA non ascrivibile al meccanismo quale presupposto per accedere al pagamento ridotto della sanzione.

La seconda verifica del programma è stata effettuata nel mese di novembre nei confronti di una grande impresa di vendita di energia elettrica con esito non conforme. Infatti, anche per tale impresa si è rilevata l’inclusione dell’IVA, che avrebbe invece dovuto essere scorporata, negli importi dei rimborsi richiesti a CSEA. Inoltre, l’impresa non avrebbe restituito a CSEA importi degli oneri riconosciuti in base al meccanismo ma successivamente riscossi dai clienti finali. Il procedimento sanzionatorio è in fase di avvio.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 11.4.

TAV. 11.4 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese utenti del trasporto di energia elettrica, in materia di riconoscimento degli oneri generali di sistema non riscossi dai clienti finali e già versati alle imprese distributrici (luglio-novembre 2024)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Due grandi imprese di vendita di energia elettrica in qualità di utenti del trasporto	Verifica del rispetto degli obblighi previsti dall'allegato A alla delibera 32/2021/R/Eel in materia di riconoscimento degli OGdS non riscossi dai clienti e già versati ai distributori.	Riscontrate violazioni del meccanismo di riconoscimento per entrambe le imprese. Avviato un procedimento sanzionatorio con procedura semplificata; un ulteriore procedimento sanzionatorio in fase di avvio.

(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 con la collaborazione della Guardia di Finanza nei confronti dei venditori di energia elettrica e/o gas naturale, in materia di informazioni precontrattuali fornite ai clienti finali

Con la delibera 8 ottobre 2024, 398/2024/E/com, l'Autorità ha approvato un programma di controlli telefonici nei confronti di 10 (dieci) venditori di energia elettrica e/o di gas naturale nel mercato libero da effettuare mediante chiamate ai recapiti del servizio telefonico dei medesimi venditori finalizzato alla promozione di offerte e alla conclusione di contratti a distanza, da effettuare entro il 31 dicembre 2024. Tali controlli saranno eventualmente seguiti da successive verifiche ispettive presso i venditori interessati dai controlli telefonici anche in base agli esiti delle chiamate effettuate.

Le suddette chiamate sono state effettuate dall'NSBS a fine anno con riferimento ai venditori e alle relative offerte selezionati dagli Uffici della Direzione Mercati dell'Autorità sulla base della loro dimensione e dell'indicatore di reclusività relativo all'anno 2023, nonché della disponibilità delle offerte al momento della selezione.

Una prima analisi delle chiamate evidenzia comportamenti non in linea con il Codice di condotta commerciale introdotto dall'Autorità (Allegato A alla delibera 366/2018/R/com) da parte di quasi tutti i venditori controllati, con riferimento, in particolare, al rispetto dei criteri di illustrazione delle condizioni economiche delle offerte e ai principi generali di trasparenza e di completezza di diffusione delle informazioni. Le valutazioni di competenza per la determinazione dei seguiti sono in fase di ultimazione.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 11.5.

TAV. 11.5 *Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti dei venditori di energia elettrica e/o gas naturale, in materia di informazioni precontrattuali fornite ai clienti finali (2024)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Dieci imprese di vendita di energia elettrica e gas (otto grandi e due medie)	Verifica delle regole di comportamento da osservare ai sensi del Codice di condotta commerciale nei rapporti con i clienti finali in occasione della proposta di un contratto di fornitura.	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 con la collaborazione della Guardia di Finanza nei confronti di imprese di produzione di energia elettrica in materia di adeguamento degli impianti ai fini del servizio di riaccensione del sistema elettrico nazionale

Nel periodo novembre-dicembre 2024 sono state effettuate le prime due verifiche ispettive previste dalla delibera 24 settembre 2024, 369/2024/E/eel, con la quale l'Autorità ha approvato un programma di cinque verifiche ispettive nei confronti di imprese produttrici di energia elettrica, in materia di adeguamento degli impianti ai fini del servizio di riaccensione del sistema elettrico nazionale, da effettuare entro il 30 giugno 2025.

Le verifiche sono finalizzate al controllo:

- della congruenza tra la documentazione prodotta ai fini dell'applicazione del meccanismo premiale per l'adeguamento degli impianti di produzione alle previsioni in materia di ripristino del sistema elettrico ai sensi del regolamento UE 2196/2017 di cui alla delibera 324/2020/R/eel e gli apparati effettivamente installati presso gli impianti di produzione di energia elettrica;
- delle tempistiche relative all'installazione dei suddetti apparati;
- dell'effettiva capacità dei sistemi di alimentazione di riserva di sostenere la conduzione degli impianti e le relative comunicazioni per almeno 24 ore.

Le modalità di svolgimento dei controlli prevedono:

1. una fase procedurale da svolgere nella sede dell'impresa di produzione,
2. il sopralluogo presso l'impianto, con rilievi, anche di natura fotografica, dei dispositivi installati, e
3. la consultazione e l'acquisizione di elementi documentali (ordini, specifiche tecniche, documenti di collaudo, ecc.) e informativi, eventualmente anche mediante accesso ai sistemi contabili e gestionali dell'impresa.

Gli esiti delle due verifiche svolte sono conformi.

Gli esiti della verifica sono sintetizzati nella tavola 11.6.

TAV. 11.6 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese di produzione di energia elettrica in materia di adeguamento degli impianti ai fini del servizio di riaccensione del sistema elettrico nazionale (novembre-dicembre 2024)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Due imprese di produzione di energia elettrica	Verifica del rispetto degli obblighi previsti dalla delibera 324/2020/R/eel in materia di adeguamento degli impianti di produzione alle previsioni in materia di ripristino del sistema elettrico.	Esito conforme per due impianti di produzione.

(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 con la collaborazione della Guardia di Finanza nei confronti di un'impresa di vendita di energia elettrica in materia di utilizzo del servizio di *pre-check*

Nel mese di luglio 2024 è stata effettuata una verifica ispettiva ai sensi della delibera 2 luglio 2024, 266/2024/E/eel, nei confronti di un'impresa di vendita di energia elettrica ai clienti finali in materia di adempimenti connessi all'utilizzo del SII.

La verifica ispettiva si è resa necessaria in quanto da resoconti prodotti dall'Acquirente Unico (AU), soggetto gestore del SII, è emerso che un'impresa di vendita di piccole dimensioni aveva effettuato un numero molto elevato di richieste di *pre-check*, a fronte di richieste di *switching* nel periodo molto limitate. Il servizio di *pre-check* è stato introdotto con la delibera 82/2014/R/eel che ha stabilito che il SII renda disponibile il servizio di verifica

della correttezza dei dati funzionali alla richiesta di *switching* di un punto di prelievo prevedendo che il servizio possa essere utilizzato esclusivamente come strumento propedeutico alla corretta presentazione ed esecuzione delle richieste di *switching* e, pertanto, solo a valle della conclusione di un nuovo contratto di vendita con il cliente finale.

In esito alla verifica è stato riscontrato il mancato rispetto degli obblighi previsti dalla delibera 82/2014/R/eel in quanto l'impresa effettuava richieste di *pre-check* al SII prima della sottoscrizione di un nuovo contratto di fornitura con i clienti finali. L'avvio di un procedimento sanzionatorio, con eventuale chiusura con procedura semplificata, è avvenuto con determina DSAI/3/2025/eel.

Gli esiti della verifica sono sintetizzati nella tavola 11.7.

TAV. 11.7 *Verifica ispettiva nei confronti di un'impresa di vendita di energia elettrica in materia di utilizzo del servizio di pre-check (luglio 2024)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una piccola impresa di vendita di energia elettrica	Verifica del rispetto degli obblighi previsti dalla delibera 82/2014/R/eel in materia di utilizzo del servizio di <i>pre-check</i> (servizio di verifica della correttezza dei dati funzionali alla richiesta di <i>switching</i> di un punto di prelievo).	Riscontrato l'utilizzo non conforme del servizio di <i>pre-check</i> , richiesto anche prima della sottoscrizione del contratto, in violazione della delibera 82/2014. Avviato un procedimento sanzionatorio con procedura semplificata.

(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 con la collaborazione della Guardia di Finanza nei confronti di un'impresa di vendita di energia elettrica in materia di utilizzo dei flussi informativi di *switching* messi a disposizione del Sistema informativo integrato

Nel mese di ottobre 2024 è stata effettuata una verifica ispettiva presso un'impresa di vendita di energia elettrica di medie dimensioni ai sensi della delibera 24 settembre 2024, 370/2024/E/eel, sulla corretta applicazione e utilizzo delle disposizioni regolatorie in materia di *switching* e dei flussi informativi trasmessi al SII per la gestione del processo di cambio fornitore.

A seguito di alcune segnalazioni giunte all'Autorità che evidenziavano il verificarsi di numerosi casi di cambio di fornitore dopo la stipula di nuovi contratti non andati a buon fine, risultava che l'impresa avesse presentato richieste di *switching* al SII (per cambio di utente del dispacciamento, senza variazione della controparte commerciale) con tempistiche tali da prevalere su quelle presentate da altre controparti commerciali con cui i clienti finali avevano sottoscritto un nuovo contratto di fornitura, "bloccando" in tal modo il cambio di fornitore.

La verifica ha avuto esito non conforme in quanto è stato riscontrato, in violazione della delibera 487/2015/R/eel e delle specifiche tecniche in materia di *switching* adottate dal Gestore del SII in adempimento a quanto previsto dalla regolazione:

- il possibile mancato rispetto, da parte dell'impresa, dell'obbligo di gestire i flussi dei recessi contrattuali provenienti dal SII, sulla base dei quali l'impresa, contrariamente a quanto fatto, avrebbe dovuto considerare persa la titolarità sui POD indicati nei flussi di recesso a partire dalla data di decorrenza ivi indicata;
- l'utilizzo dei flussi del processo di *switching* per effettuare spostamenti massivi di POD tra gli utenti del disspacciamento di cui si serviva l'impresa, dichiarando nei flussi dati non veritieri e che hanno avuto l'effetto di far "decadere" le richieste di *switching* presentate da altri venditori che avevano sottoscritto contratti di fornitura con i clienti finali.

Gli esiti sono in fase di valutazione per l'avvio del procedimento sanzionatorio.

Gli esiti della verifica sono sintetizzati nella tavola 11.8.

TAV. 11.8 *Verifica nei confronti di un'impresa di vendita di energia elettrica in materia di utilizzo dei flussi informativi di switching messi a disposizione del sistema informativo integrato (ottobre 2024)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una media impresa di vendita di energia elettrica	Verifica del rispetto degli obblighi previsti dalla delibera 487/2015/R/eel in materia di <i>switching</i> e delle specifiche tecniche messe a disposizione dal SII.	Riscontrate violazioni nell'utilizzo dei flussi di <i>switch</i> che hanno avuto l'effetto di "ostacolare" il cambio di fornitore a seguito di richiesta di <i>switch</i> da parte degli utenti.

(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 con la collaborazione della Guardia di Finanza nei confronti di imprese esercenti i servizi di distribuzione e misura del gas naturale in materia di dichiarazioni dei dati patrimoniali rilevanti ai fini tariffari

Nel periodo aprile-giugno 2024 sono state effettuate due verifiche ispettive ai sensi della delibera 27 giugno 2023, 281/2023/E/gas, in materia di dichiarazioni dei dati patrimoniali rilevanti ai fini della determinazione delle tariffe di distribuzione e misura del gas naturale.

Le verifiche ispettive, svolte nei confronti di due medie imprese di distribuzione del gas naturale che, nel triennio 2019-2021, presentavano un valore di spesa lorda media unitaria per punto di riconsegna servito superiore al valore medio nazionale e che servivano oltre diecimila punti di riconsegna, erano finalizzate all'accertamento della correttezza dei dati patrimoniali annualmente trasmessi dalle imprese, ai sensi dell'RTDG 2014-2019¹ e dell'RTDG 2020-2025², ai fini della determinazione delle proprie tariffe di riferimento per le attività di distribuzione e misura, in relazione agli impianti gestiti ovvero a un gruppo di località selezionate dal nucleo ispettivo dell'Autorità.

1 Allegato A, "Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019", alla delibera 24 luglio 2014, 367/2014/R/gas e s.m.i.

2 Allegato A, "Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025", alla delibera 27 dicembre 2019, 570/2019/R/gas e s.m.i.

La prima verifica ispettiva effettuata ha avuto esito conforme. Dalla seconda verifica è emerso che l'impresa ispezionata aveva dichiarato negli anni 2019-2020 dati patrimoniali non desumibili dalle fonti contabili, in relazione ai cespiti in esercizio e ai lavori in corso; che non aveva dichiarato i contributi privati relativi ad allacci percepiti negli anni di cui sopra né i dati relativi a una dismissione effettuata nel 2020. Inoltre, è emerso che l'impresa non aveva presentato i conti annuali separati ai sensi dell'*unbundling* contabile benché non ricorressero gli estremi per esserne esentata. Il procedimento sanzionatorio è stato avviato con determina DSAI/36/2024/gas del 4 dicembre 2024.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 11.9.

TAV. 11.9 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti i servizi di distribuzione e misura del gas naturale in materia di dichiarazioni dei dati patrimoniali rilevanti ai fini tariffari (aprile-giugno 2024)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Due medie imprese distributrici di gas naturale	Verifica della corretta applicazione degli obblighi della RTDG nella dichiarazione dei dati patrimoniali rilevanti ai fini tariffari.	Esito conforme per una media impresa. Ricontrate diverse violazioni per una media impresa di distribuzione del gas naturale nella determinazione delle tariffe di distribuzione e misura del gas; inoltre, riscontrata l'omessa presentazione dei conti annuali separati all'Autorità (<i>unbundling</i>). Avviato il relativo 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 con la collaborazione della Guardia di Finanza nei confronti di un'impresa esercente il servizio di trasporto e misura del gas in materia di dichiarazioni dei dati patrimoniali rilevanti ai fini tariffari

Nel mese di marzo 2024 è stata svolta una verifica ispettiva ai sensi della delibera 27 giugno 2023, 282/2023/E/gas, per accertare la correttezza dei dati patrimoniali dichiarati ai fini della determinazione dei ricavi di riferimento per le attività di trasporto e misura del gas naturale, da parte di una impresa regionale di trasporto, individuata tra quelle per cui risultava un corrispettivo specifico di impresa a copertura dei costi superiore rispetto alla media.

In esito alla verifica sono state rilevate alcune violazioni all'RTTG 2020-2023³ e all'RTTG 2024-2027⁴, per le quali è stato effettuato avvio di procedimento sanzionatorio con determina DSAI/34/2024/gas del 13 settembre 2024, relative:

- alla dichiarazione di alcuni incrementi patrimoniali secondo valori superiori a quelli desumibili dai documenti contabili;
- alla mancata esplicitazione di oneri finanziari capitalizzati nei prospetti della movimentazione delle immobilizzazioni presentati ai sensi del TIUC;

3 Allegato A, "Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (2020-2023)", alla delibera 28 marzo 2019, 114/2019/R/gas e s.m.i.

4 Allegato A, "Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (2024-2027)", alla delibera 4 aprile 2023, 139/2023/R/gas e s.m.i.

- iii. alla errata classificazione di incrementi patrimoniali relativi alla progettazione dei metanodotti;
- iv. alla dichiarazione di costi in violazione dei criteri di economicità ed efficienza previsti per il riconoscimento degli investimenti.

Gli esiti della verifica sono sintetizzati nella tav. 11.10.

TAV. 11.10 *Verifica ispettiva nei confronti di un'impresa esercente il servizio di trasporto e misura del gas in materia di dichiarazioni dei dati patrimoniali rilevanti ai fini tariffari (aprile 2024)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una impresa regionale di trasporto e misura del gas naturale	Verifica della corretta applicazione degli obblighi della RTTG nella dichiarazione dei dati patrimoniali rilevanti ai fini tariffari.	Riscontrate violazioni nelle dichiarazioni dei dati patrimoniali rilevanti ai fini tariffari trasmessi all'Autorità. Avviato un procedimento sanzionatorio con procedura semplificata.

(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 con la collaborazione della Guardia di Finanza nei confronti di un'impresa regolata, in materia di attuazione di impegni di cui all'articolo 45 del decreto legislativo n. 93/2011

Nel mese di maggio 2024 è stata effettuata, ai sensi della delibera 26 settembre 2023, 415/2023/E/com, una verifica ispettiva in materia di attuazione di impegni di cui all'articolo 45 del decreto legislativo n. 93/2011, nei confronti di un'impresa regolata sottoposta a procedimento sanzionatorio concluso con l'approvazione degli impegni proposti dall'impresa stessa.

L'attività ispettiva aveva lo scopo di verificare:

- l'effettiva cessazione delle condotte contestate al momento della dichiarazione di ammissibilità della proposta di impegni;
- la corrispondenza fra gli impegni approvati e l'attuazione degli stessi;
- i tempi impiegati per l'implementazione di ciascuno degli impegni approvati o lo stato di avanzamento degli stessi;
- i costi effettivamente sostenuti per l'implementazione di ciascuno degli impegni approvati;
- la completezza, esattezza e rappresentatività dei documenti e delle informazioni sui quali si fondano i provvedimenti di approvazione.

La verifica, svolta presso una grande impresa di distribuzione del gas, ha avuto un esito conforme poiché l'impresa ha rispettato la regolazione in materia di sicurezza gas oggetto di contestazione nel precedente procedimento sanzionatorio e ha ottemperato agli obblighi derivanti dagli impegni approvati con la delibera 328/2018/S/gas.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 11.11.

TAV. 11.11 *Verifica ispettiva nei confronti di un'impresa regolata, in materia di attuazione di impegni di cui all'articolo 45 del decreto legislativo n. 93/2011 (maggio 2024)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande impresa di distribuzione	Verifica degli impegni assunti dall'impresa. In particolare, verifica del rispetto della regolazione in materia di sicurezza gas, oggetto di contestazione nel precedente procedimento sanzionatorio, e degli obblighi derivanti dagli impegni approvati con la delibera 328/2018/S/gas.	Esito conforme.

(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 con la collaborazione della Guardia di Finanza nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio

Nel periodo gennaio-ottobre 2024 sono state effettuate 6 verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio.

Le verifiche ispettive in materia di incentivi per la sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale hanno come oggetto la correttezza dei dati inerenti ai recuperi di sicurezza del servizio comunicati dagli esercenti ai fini dell'applicazione del meccanismo incentivante definito dall'RQDG⁵, con particolare riferimento ai dati relativi alle componenti "dispersioni" e "odorizzazione", controllate accertando la corretta registrazione sia delle chiamate al pronto intervento relative a fughe di gas, sia delle misure del grado di odorizzazione nel rispetto delle normative tecniche.

Nel mese di gennaio è stata effettuata l'ultima verifica ispettiva del programma di 5 verifiche ai sensi della delibera 20 giugno 2023, 268/2023/E/gas, con riferimento ai dati dell'anno 2021, nei confronti di un'impresa di distribuzione di medie dimensioni. La verifica ha consentito di riscontrare alcune violazioni all'RQDG e, con determina DSAI/30/2024/gas, è stato avviato un procedimento sanzionatorio con procedura semplificata nei confronti dell'impresa.

Nel periodo giugno-ottobre sono state effettuate 5 verifiche ispettive presso altrettante medie imprese di distribuzione del gas naturale, con riferimento ai dati dell'anno 2022, ai sensi della delibera 5 marzo 2024, 63/2024/E/gas. In esito alle verifiche sono state riscontrate violazioni per tutte le imprese ricomprese nei controlli. Con le determina DSAI/37/2024/gas, DSAI/38/2024/gas e DSAI/2/2025/gas sono stati avviati i primi procedimenti di carattere sanzionatorio.

L'impatto delle suddette violazioni sull'ammontare degli incentivi sarà definito con successivi provvedimenti, sulla base del vigente meccanismo di determinazione dei premi e delle penalità.

⁵ Allegato A, "Regolazione della Qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025", alla delibera 27 dicembre 2019, 569/2019/R/gas e s.m.i.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 11.12.

TAV. 11.12 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio (gennaio-ottobre 2024)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Sei medie imprese distributrici di gas naturale	Verifica della corretta applicazione degli obblighi della RQDG in materia di incentivi alla sicurezza.	Riscontrate violazioni alla RQDG in materia di sicurezza per le imprese ispezionate. Avviati quattro procedimenti a carattere sanzionatorio. Violazioni di obblighi di servizio da valutare per la determinazione dei premi e delle penalità per le imprese ispezionate.

(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 con la collaborazione della Guardia di Finanza nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento

Nel periodo novembre-dicembre 2024 sono state effettuate 2 verifiche ispettive ai sensi della delibera 9 aprile 2024, 130/2024/E/gas, nei confronti delle prime 2 imprese di distribuzione del gas, per le quali sono stati riscontrati esiti non conformi⁶ nel corso dei 30 controlli telefonici effettuati, ai sensi della medesima delibera 130/2024, al fine di verificare l'effettiva funzionalità e accessibilità del centralino di pronto intervento.

Le verifiche sono state effettuate presso una grande e una media impresa di distribuzione del gas e avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione da parte delle imprese delle disposizioni in materia di pronto intervento di cui all'RQDG 2022-2025. In particolare, si è verificata la presenza dei seguenti elementi:

- recapiti telefonici con linea fissa dedicati esclusivamente al servizio 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;
- pubblicazione e comunicazione dei recapiti telefonici di pronto intervento;
- istruzioni di sicurezza fornite dall'operatore di centralino al chiamante in caso di segnalazione di dispersione;
- procedure operative aggiornate a linee guida e norme tecniche e assolvimento degli obblighi di formazione e informazione del personale.

In esito alle verifiche sono state riscontrate alcune violazioni dell'RQDG per entrambe le imprese assoggettate al controllo, per le quali sono in previsione i relativi procedimenti sanzionatori.

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.

Gli esiti dei controlli telefonici e delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 11.13.

TAV. 11.13 *Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento (novembre-dicembre 2024)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Controlli telefonici 30 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 presso 4 imprese con esito non conforme dei controlli telefonici.
<u>Verifiche ispettive in esito ai controlli telefonici</u> Una grande e una media impresa di distribuzione del 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 per le imprese di distribuzione gas ispezionate. Procedimenti sanzionatori 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.

Indagini, ricognizioni e controlli documentali

Si tratta di attività di controllo svolte sulla base dell'analisi e dell'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 anche propedeutiche ad attività ispettive, l'Autorità si può avvalere della collaborazione dell'Arma dei Carabinieri e della Guardia di Finanza.

Verifiche e controlli documentali effettuati dal Nucleo Carabinieri Arera sui dati di qualità tecnica del Servizio idrico integrato

Nel periodo ottobre-dicembre 2024 il Nucleo CC Arera ha avviato una attività di analisi delle informazioni di dettaglio, trasmesse da alcune gestioni su richiesta degli Uffici della Divisione Ambiente, inerenti ai dati di qualità tecnica del Servizio idrico integrato relativi alle *performance* dei gestori per il biennio 2022-2023 comunicati all'Autorità da parte degli Enti di governo dell'ambito ai sensi della delibera 39/2024/R/idr, per verificarne la completezza, congruità e coerenza oltre che per valutare eventuali profili di violazione della normativa ambientale. Le analisi sono effettuate a supporto delle attività istruttorie dell'Autorità nell'ambito del procedimento per le valutazioni quantitative previste dal meccanismo incentivante della Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato (RQTI), per il biennio 2022-2023.

In particolare, il Nucleo CC Arera ha analizzato la documentazione, recante informazioni di dettaglio, relativa al calcolo dei macro-indicatori M3 – M5 – M6 per il biennio di riferimento, ovvero:

- M3 qualità dell'acqua erogata: certificati di analisi della qualità dell'acqua relativi ai punti controllati nell'ambito dei controlli interni effettuati dai gestori sulla rete di distribuzione a valle di eventuali impianti di potabilizzazione, per la determinazione dei campioni e dei parametri con superamento dei limiti di cui all'Allegato I del DLgs n. 18/2023;

- M5 smaltimento dei fanghi in discarica: documentazione (come il Formulario di identificazione rifiuto (FIR), i Registri di carico e scarico) comprovante i quantitativi di fanghi in uscita dagli impianti di depurazione e i quantitativi avviati a smaltimento con destinazione finale discarica ovvero al recupero/riutilizzo;
- M6 qualità dell'acqua depurata: certificati di analisi attestanti la qualità dell'acqua depurata scaricata nei ricettori finali per gli impianti di depurazione gestiti di dimensione superiore ai 2.000 A.E. o 10.000 A.E. se recapitanti in acque costiere, per la determinazione dei campioni e dei parametri con superamento dei limiti di cui alle pertinenti tabelle dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs n. 152/2006.

Dagli approfondimenti svolti in merito a più di 400 documenti relativi a 30 impianti non sono state riscontrate violazioni della normativa ambientale mentre sono emerse, in taluni casi, carenze documentali, incompletezze o incongruenze nei dati, che sono stati oggetto di richiesta di integrazioni a cura della Direzione Investimenti e Sostenibilità Ambientale.

Verifiche e controlli documentali effettuati dalla Guardia di Finanza sui dati fiscali dichiarati dalle imprese a forte consumo di energia elettrica (energivori)

Con la delibera 177/2024/E/eel l'Autorità ha richiesto alla Guardia di Finanza di effettuare accertamenti sui dati fiscali dichiarati dalle imprese energivore a CSEA per l'ottenimento delle agevolazioni relative all'anno 2023.

L'attività di verifica sulle agevolazioni energivore effettuata dall'NSBS interessa una partita economica rilevante il cui onere ricade (attraverso l'elemento AE_{sos} della componente tariffaria A_{sos}) su tutti gli altri clienti, inclusi i clienti domestici.

La suddetta delibera è stata approvata in prosecuzione delle precedenti campagne di cui alle delibere 143/2019/E/eel (relativa alle agevolazioni dell'anno 2018) e 216/2020/E/eel (relativa alle agevolazioni degli anni 2019 e 2020) e richiede all'NSBS di individuare, tenendo conto degli esiti dell'attività di analisi preliminare avviata alla fine del 2023 su circa 3.200 imprese e dell'aggiornamento dell'elenco delle imprese energivore reso disponibile da CSEA, i casi di possibili discordanze tra i dati risultanti dalle dichiarazioni fiscali e dai bilanci depositati e i dati dichiarati a CSEA, relativi agli anni 2019 e 2021, da accertare con l'effettuazione di approfondimenti in contraddittorio con le imprese individuate. La delibera prevede altresì che gli approfondimenti possano essere effettuati attraverso la collaborazione dei Reparti della Guardia di Finanza competenti per territorio.

Nel mese di novembre 2024 gli Uffici dell'Autorità hanno incaricato l'NSBS, sulla base degli esiti dell'attività di verifica comunicati dal medesimo, di avviare gli interventi ispettivi a cura dei reparti territorialmente competenti, nei confronti di un primo novero di imprese energivore che presentano le criticità più marcate, tra quelle connotate da irregolarità nei dati fiscali/contabili dichiarati.

Controlli documentali in materia di separazione contabile e di investimenti dichiarati per un campione di imprese regolate esercenti le attività di distribuzione elettrica e di distribuzione e trasporto del gas naturale per gli anni 2018-2023

Nel corso del 2024 sono proseguiti i controlli documentali avviati con la delibera 22 novembre 2022, 599/2022/E/com, che ha previsto lo svolgimento di verifiche documentali in materia di separazione contabile e di investimenti dichiarati, per gli esercizi 2018-2021, con riferimento a un campione di imprese regolate operanti nelle attività di distribuzione di energia elettrica e della distribuzione e trasporto di gas naturale.

Con la delibera 26 marzo 2024, 98/2024/E/com, l'Autorità ha ampliato l'ambito delle verifiche a un'ulteriore impresa di trasporto del gas naturale, a un'impresa di stoccaggio del gas naturale e a un'impresa di rigassificazione del gas naturale liquefatto, prorogando al 31 dicembre 2026 il termine per l'effettuazione delle verifiche. La medesima delibera 98/2024 ha, inoltre, esteso il periodo d'indagine fino all'esercizio 2023 incluso e ne ha confermato l'effettuazione, nell'ambito del vigente Protocollo di intesa, con il supporto degli ispettori dell'NSBS della Guardia di Finanza.

Le verifiche hanno la finalità di accertare la correttezza delle informazioni fornite dalle imprese nei conti annuali separati (CAS), redatti sulla base delle specifiche tecniche recate dal manuale di contabilità regolatoria⁷. Inoltre, le verifiche hanno l'obiettivo di valutare la coerenza tra la movimentazione delle immobilizzazioni, comunicata ai fini della contabilità regolatoria, quella risultante dai bilanci certificati e i valori patrimoniali relativi alle immobilizzazioni costituenti la RAB, comunicata in sede di raccolta dati, ai fini delle determinazioni tariffarie di competenza dell'Autorità. È inoltre prevista la possibilità di verificare, anche a campione, l'economicità degli investimenti e la loro compatibilità con l'efficienza e la sicurezza del sistema.

L'NSBS, sulla base dell'incarico ricevuto, che comporta analisi complesse in relazione a un'ingente quantità di dati, ha proseguito nell'effettuazione delle verifiche richiedendo alle imprese chiarimenti e informazioni, anche in relazione a investimenti selezionati a campione.

Controlli documentali con la collaborazione della Guardia di Finanza per l'accertamento della corretta contribuzione degli operatori regolati agli oneri di funzionamento dell'Autorità

Nel 2024 l'attività di accertamento della corretta contribuzione degli operatori regolati agli oneri di funzionamento dell'Autorità, svolta come sempre con il supporto di militari dell'NSBS, è stata indirizzata al recupero dell'annualità 2019, estendendo inoltre l'ambito dei controlli agli operatori del settore rifiuti, che sono obbligati alla contribuzione a partire da tale annualità. L'incrocio tra i soggetti presenti nell'Anagrafica operatori e quelli risultanti dalla raccolta annuale dei dati per la determinazione, sulla base dei ricavi assoggettabili, del contributo di funzionamento da versare, ha consentito di individuare e contattare numerosi soggetti del settore rifiuti che risultavano non avere adempiuto al versamento del contributo, con l'effetto di recuperare le somme dovute.

⁷ La materia è disciplinata dal Testo integrato sugli obblighi di separazione contabile (TIUC), Allegato A alla delibera 24 marzo 2016, 137/2016/R/com.

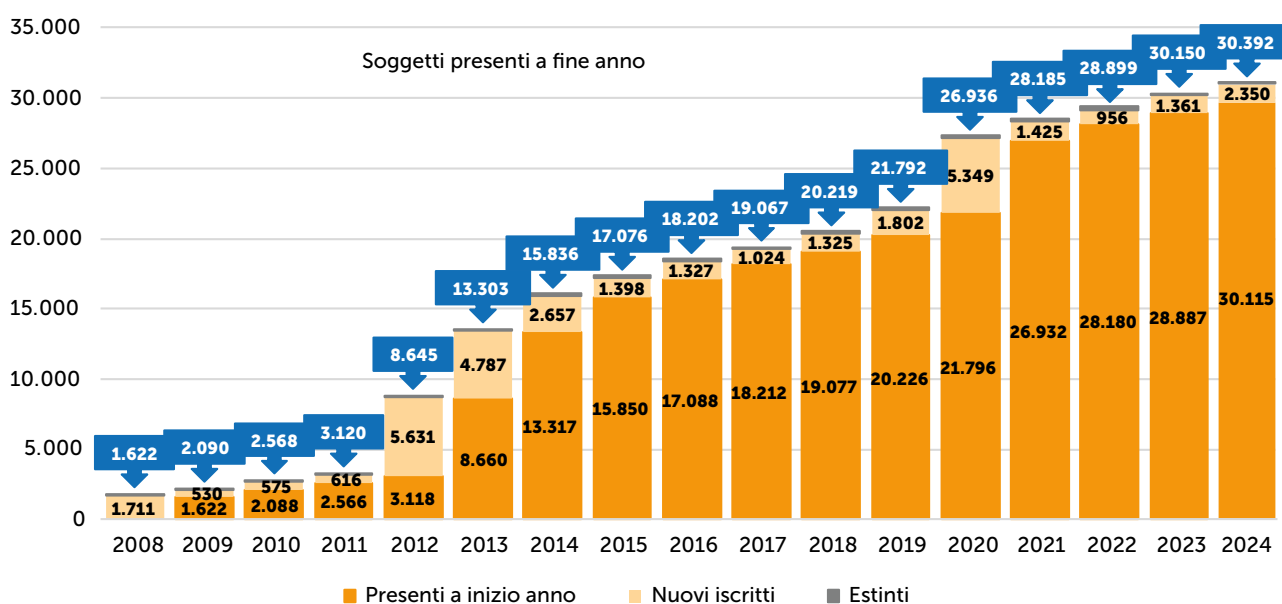
Le attività di controllo sono state indirizzate anche all'individuazione di soggetti non ancora iscritti nell'Anagrafica operatori dell'Autorità che hanno svolto e svolgono attività di produzione elettrica e che hanno beneficiato nel triennio 2018-2020 di incentivi economici erogati dal Gestore dei mercati energetici (GSE) per la produzione di energia elettrica incentivata. In particolare, sono state inviate, ai soggetti che risultavano avere percepito, per almeno uno degli anni considerati, contributi sufficienti a fare scattare l'obbligo di versamento del contributo all'Autorità, le comunicazioni che hanno segnalato alle imprese l'obbligo d'iscrizione all'Anagrafica operatori. Alcune imprese, a seguito di questa attività, hanno già versato il contributo arretrato.

Sono stati inoltre svolti i consueti controlli formali, volti a riscontrare sia la corretta applicazione, sulla base imponibile dichiarata, dell'aliquota del contributo, sia la corrispondenza degli importi dichiarati dalle imprese a titolo di contributo dovuto con quanto effettivamente versato. I controlli sostanziali, volti a verificare la corretta formazione della base imponibile considerata ai fini del calcolo del contributo, hanno riguardato, in particolare, alcuni operatori di dimensione medio-grande che avevano dichiarato di avere conseguito significative quote di ricavi da escludere dalla base imponibile, rispetto al totale dei ricavi presenti a bilancio.

Attività sull'Anagrafica operatori dell'Autorità

Nel corso del 2024 il numero di soggetti iscritti presso l'Anagrafica operatori è cresciuto di circa 2.300 unità, mentre poco meno di 90 operatori si sono estinti, in molti casi a seguito di operazioni di fusione e incorporazione da parte di altri soggetti. Al 31 dicembre 2024 il numero di soggetti accreditati e non estinti ha superato le 30.000 unità⁸ (Fig. 11.1); dall'inizio dell'operatività dell'Anagrafica, si sono accreditati 34.824 soggetti, mentre 2.466 si sono estinti.

FIG. 11.1 Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità al 31/12 degli anni indicati ^(A)



(A) I numeri possono differire da quelli pubblicati negli anni precedenti a causa di comunicazioni tardive effettuate dagli operatori.

Fonte: Anagrafica operatori.

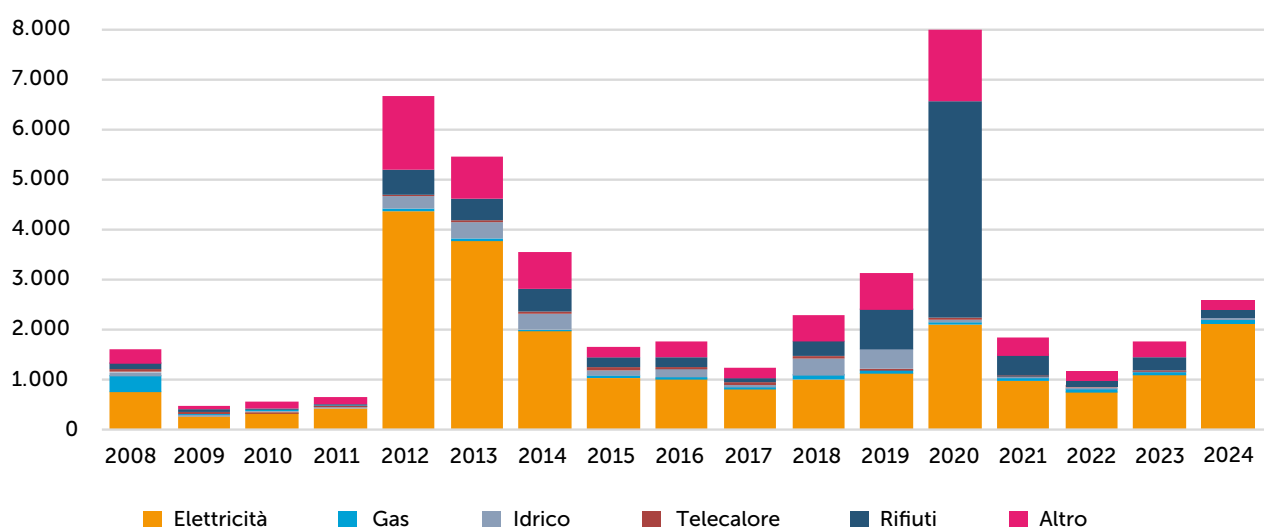
⁸ Come risultano dall'estrazione effettuata il 9 gennaio 2025.

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, nel 2012 sono stati posti in capo ai soggetti operanti nel settore idrico, nel 2015 a quelli operanti nel settore del teleriscaldamento e nel 2019 a quelli operanti nel settore dei rifiuti urbani. Come si vede nella figura 11.2, in effetti, negli anni menzionati (e in quelli immediatamente successivi) l'estensione degli obblighi di iscrizione all'Anagrafica ai soggetti che svolgono attività nel settore idrico e nei rifiuti ha prodotto le più ampie ondate di incremento degli iscritti (10.400 nuovi iscritti tra il 2012 e il 2013 e altri 7.100 tra il 2019 e il 2020). Ciò tenuto conto che in questi due settori l'obbligo riguarda non soltanto i gestori dei singoli servizi, compresi i comuni che operano in economia, ma anche gli Enti di governo degli Ambiti territoriali ottimali.

Nel 2024 gli incrementi maggiori si sono registrati nel settore elettrico (2.115 nuove unità, per l'ingresso, come ogni anno, di molti produttori elettrici), a seguire nei rifiuti (161 nuove unità) e nella categoria "Altro" (181 unità) che comprende, appunto, tutti i soggetti che a vario titolo sono tenuti a essere iscritti in Anagrafica pur non essendo soggetti regolati (per es. 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'articolo 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, infatti, non consente la cancellazione dei soggetti non estinti, che vi restano privi delle attività regolate quando non più svolte ma con le eventuali attività non pertinenti ai settori di competenza dell'Autorità.

Il numero degli iscritti all'Anagrafica operatori cresce negli anni anche grazie all'apporto fornito dalle anagrafiche territoriali (gas, idrica, teleriscaldamento e rifiuti), che mappano l'articolazione territoriale e/o impiantistica nei settori regolati (con l'eccezione di quello elettrico). Per ciascun comune d'Italia, tali anagrafiche contengono le informazioni relative ai gestori dei servizi e agli enti territorialmente competenti, oltre che alla loro dotazione impiantistica nel caso dei settori gas e teleriscaldamento. Ed è proprio l'approfondimento a livello comunale dello stato delle gestioni che spesso consente all'Autorità di individuare eventuali inadempienze all'obbligo di iscrizione nell'Anagrafica operatori.

FIG. 11.2 *Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per anno e per settore di attività*

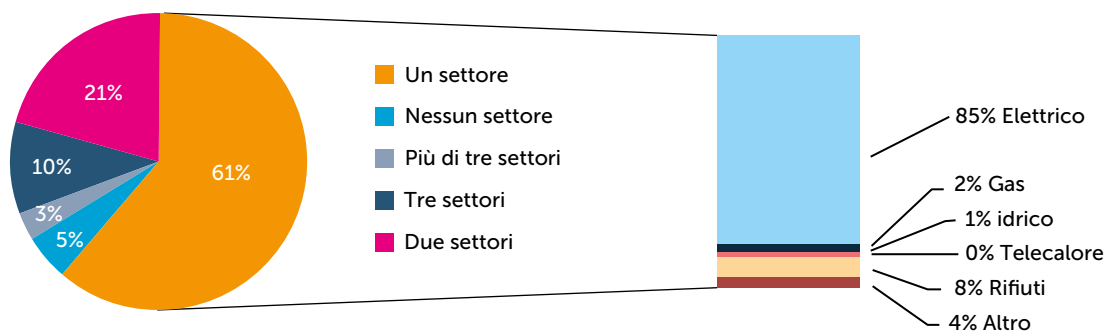


Fonte: Anagrafica operatori.

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 indicato di svolgere la propria attività unicamente nei settori energetici.

In considerazione di quanto sopra esposto, è interessante analizzare il numero di settori di attività in cui operano i diversi operatori accreditati in Anagrafica al 31 dicembre 2024 (Fig. 11.3).

FIG. 11.3 *Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per numero di settori di attività in cui operano al 31 dicembre 2024*



Fonte: Anagrafica operatori.

Complessivamente il 61% dei soggetti iscritti nell'Anagrafica operatori (poco meno di 20.000) opera in un unico settore; tra questi l'85% svolge la propria attività solo nel settore elettrico, l'8% delle società opera solo nei rifiuti (circa 1.600 operatori), mentre solo il 2% delle società attive opera nel settore gas come attività unica.

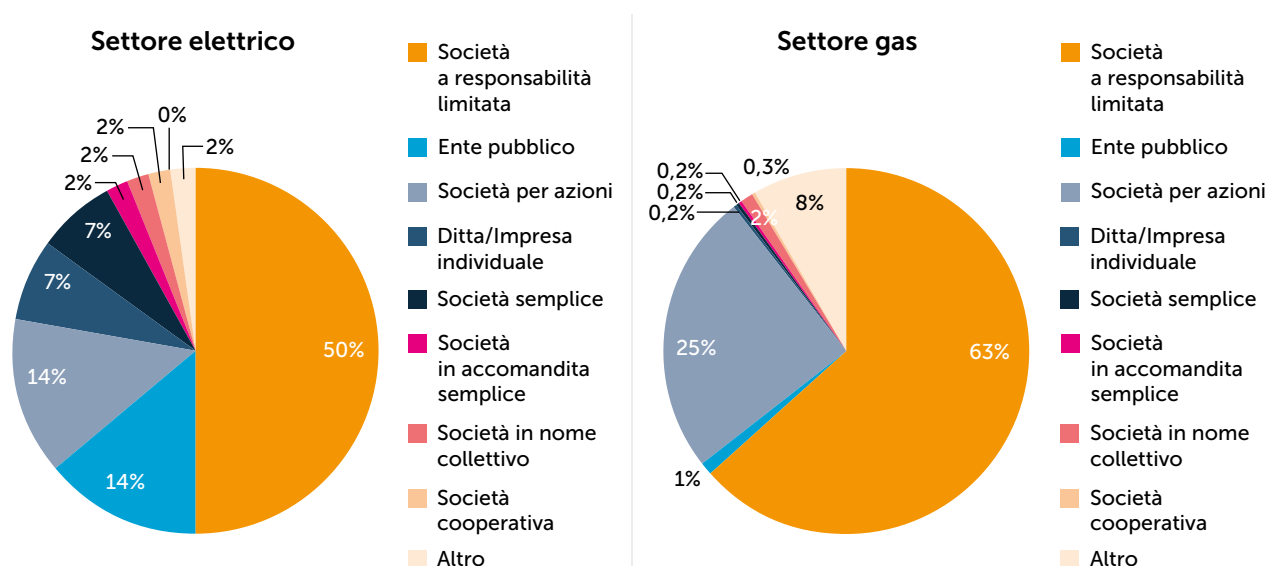
Il 21% dei soggetti (quasi 6.800) opera almeno in due settori; occorre però specificare che solo il 15% di essi (circa 1.000 soggetti) opera in due settori regolati, mentre i restanti svolgono la propria attività in uno dei settori regolati e nella categoria "Altro" descritta in precedenza. In particolare, tra quelli che operano in due comparti regolati, se ne contano quasi 600 che operano nel settore dell'energia elettrica e del gas, mentre 160 lavorano nel settore elettrico e nei rifiuti.

Il 10% dei soggetti iscritti nell'Anagrafica opera in tre settori, ma anche in questo caso, escludendo la categoria "Altro", il numero delle società si riduce notevolmente, essendo solo 46 quelle che hanno tre o più attività esclusivamente nei settori regolati.

Guardando ai settori di attività si osserva che il settore che comprende di gran lunga il maggior numero di operatori è quello elettrico, che al 31 dicembre 2024 ne conta quasi 24.000. La maggior parte di loro (22.400) svolge l'attività di generazione. Nel 2024 il numero dei produttori elettrici è salito di oltre 2.000 unità, nonostante sia tuttora vigente l'esonero dall'obbligo di iscrizione in anagrafica per i piccolissimi produttori (quelli che hanno impianti di potenza nominale complessiva al di sotto di 100 kW sono già iscritti al GAUDì e non svolgono alcuna altra attività nei settori di competenza dell'Autorità).

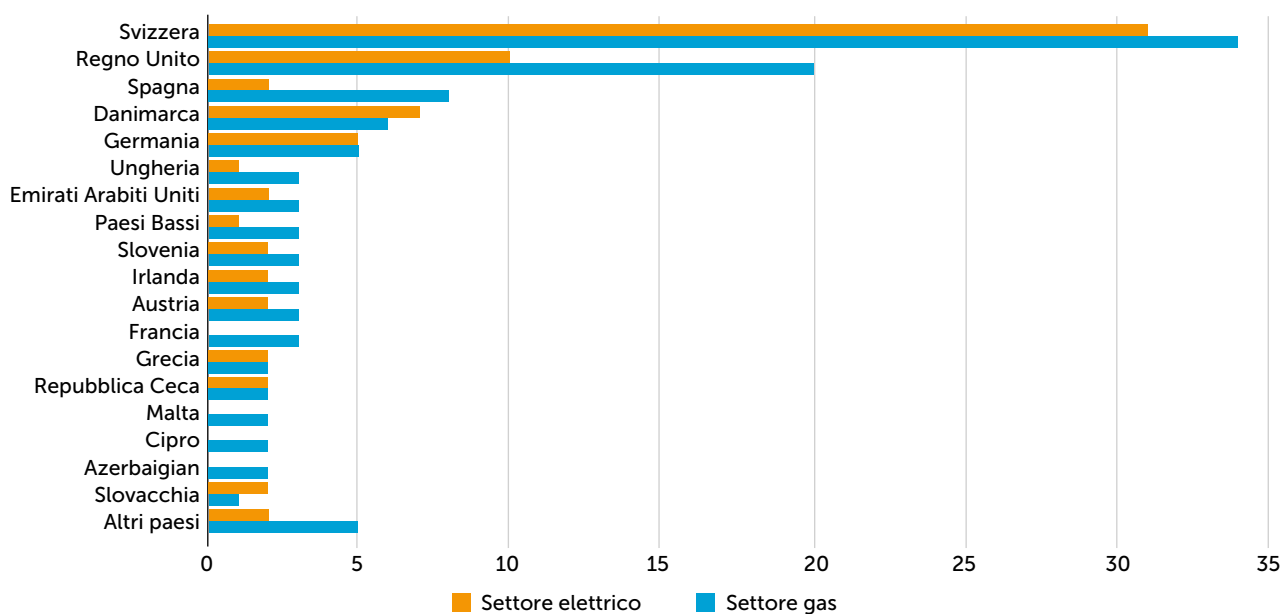
Per il settore elettrico, il 50% dei soggetti iscritti all'Anagrafica è una società a responsabilità limitata, il 14% è un ente pubblico, il 14% è una società per azioni; mentre per il settore gas il 63% dei soggetti iscritti è una società a responsabilità limitata e il 25% è costituito da società per azioni (Fig. 11.4). Se nel settore gas gli enti pubblici rappresentano meno dell'1%, la situazione è totalmente differente sia per il settore idrico che per quello dei rifiuti, in cui questa percentuale sale fino all'86%.

FIG. 11.4 *Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per settore e natura giuridica al 31 dicembre 2024*



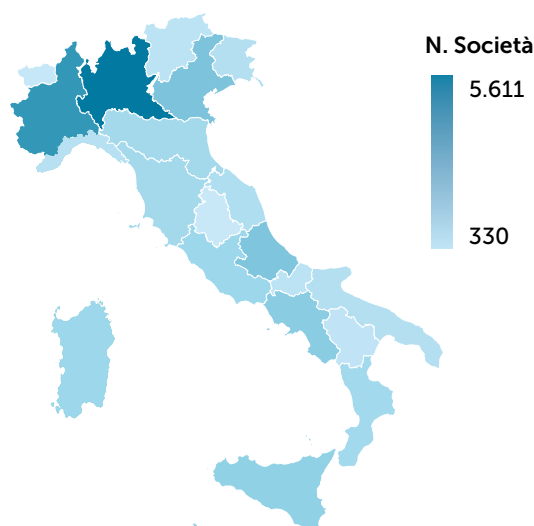
Fonte: Anagrafica operatori.

La stragrande maggioranza degli iscritti in Anagrafica operatori è un soggetto di diritto italiano. Le attività delle società di diritto straniero si concentrano per lo più nel settore del gas (60%) e, in misura minore, dell'energia elettrica (40%); la maggior parte delle società non di diritto italiano ha sede operativa in Svizzera, sia per il settore elettrico, sia per il gas; la seconda nazione più rilevante è il Regno Unito (Fig. 11.5).

FIG. 11.5 *Soggetti accreditati con sede operativa non in Italia al 31 dicembre 2024*

Fonte: Anagrafica operatori.

Se si analizzano, invece, gli iscritti in Anagrafica di diritto italiano, si evince che il 19% delle società ha sede operativa in Lombardia (Fig. 11.6); all'opposto la regione nella quale si registra il minor numero di società è l'Umbria, dove solo l'1% delle società iscritte ha collocato la propria sede operativa.

FIG. 11.6 *Distribuzione soggetti accreditati con sede operativa in Italia al 31 dicembre 2024*

Fonte: Anagrafica operatori.

Attuazione del regolamento REMIT

Nel corso del 2024 sono state condotte le attività preistruttorie derivanti *ex officio* dall'attività di monitoraggio dei mercati oppure da segnalazioni esterne 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, come modificato e integrato dal regolamento (UE) 1106/2024 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 aprile 2024 (c.d. REMIT).

Le suddette attività, in alcuni casi, sono state propedeutiche all'avvio di procedimenti sanzionatori. In particolare, rileva la seguente determina del Direttore della Direzione Sanzioni e Impegni dell'Autorità:

- determina 30 maggio 2024, 25/2024/eel – DSAI, di avvio di un procedimento sanzionatorio nei confronti della società Enel produzione S.p.A. per violazione dell'articolo 4 del REMIT per non avere rispettato l'obbligo di comunicare al pubblico in modo efficace e in tempo utile alcune informazioni privilegiate di cui era in possesso.

Nel corso del 2024, l'Autorità ha adottato due provvedimenti sanzionatori per violazione del regolamento REMIT. In particolare:

- con la delibera 20 febbraio 2024, 47/2024/S/gas, è stata irrogata una sanzione amministrativa pecuniaria alla società ENET Energy SA per violazione dell'articolo 5 del REMIT per avere posto in essere la condotta manipolativa del mercato di cui all'articolo 2, numero 2), lettera a), punto iii), del REMIT, consistente nella conclusione di transazioni e/o nella trasmissione di ordini di compravendita in prodotti energetici all'ingrosso che utilizzino, o tentino di utilizzare, uno strumento fittizio o qualsiasi altra forma di raggiro o artificio che invii, o sia suscettibile di inviare, segnali falsi o tendenziosi riguardanti l'offerta, la domanda o il prezzo di prodotti energetici all'ingrosso;
- con la delibera 5 marzo 2024, 64/2024/S/gas, sono state irrogate due sanzioni amministrative pecuniarie alla società EC Energy Clean SA per non avere rispettato gli obblighi informativi di cui agli articoli 8 e 9 del REMIT.

L'Autorità ha, inoltre, partecipato al processo di revisione del regolamento REMIT, che ha portato all'adozione del regolamento (UE) 1106/2024 sopra citato, confrontandosi con l'ACER e con le autorità di regolazione nazionale degli altri paesi europei sulle tematiche oggetto di modifica e coordinando la propria posizione con gli uffici del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

Procedimenti sanzionatori e prescrittivi

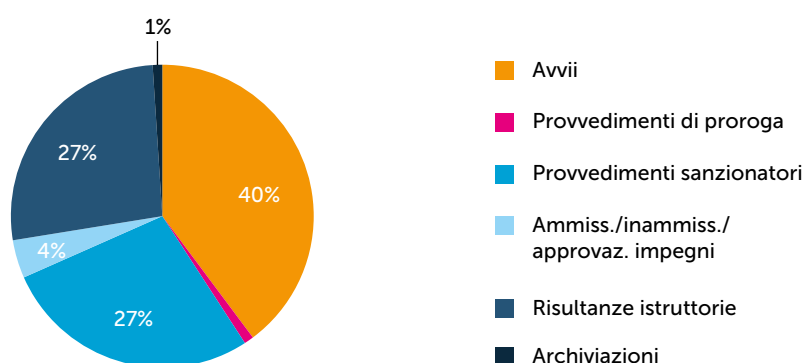
Nel 2024, in continuità con gli anni precedenti, l'esercizio della funzione sanzionatoria da parte dell'Autorità ha contribuito a garantire l'effettiva attuazione della regolazione di competenza dell'Autorità, assicurando il rispetto del quadro normativo attraverso l'accertamento delle violazioni e l'eventuale irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie. Nel dettaglio si sono registrati:

- a) 39 atti di avvio e 46 chiusure di procedimenti sanzionatori (di cui 18 con procedura semplificata e 1 con impegni), in netto aumento rispetto all'anno precedente in cui gli avvii sono stati 26 e le chiusure sono state 23 (di cui 6 con procedura semplificata);
- b) 26 comunicazioni delle risultanze istruttorie;
- c) 3 delibere di ammissibilità/inammissibilità degli impegni (mentre nel 2023 non vi erano state delibere su impegni).

Nel corso del 2024 sono, quindi, stati adottati 97 atti di cui: 39 avvii, 26 comunicazioni delle risultanze istruttorie, 4 delibere riguardanti impegni (2 ammissibilità, 1 inammissibilità, 1 approvazione), 26 provvedimenti sanzionatori (di cui 1 conseguente al riesercizio del potere sanzionatorio; esclusi i 18 procedimenti avviati con procedura semplificata che si sono estinti con il pagamento in misura ridotta e la cessazione delle condotte contestate), 1 provvedimento di archiviazione e 1 provvedimento di proroga del termine di conclusione del procedimento.

Il seguente diagramma esplicita in forma descrittiva i risultati della gestione 2024.

FIG. 11.7 Atti adottati in relazione all'attività sanzionatoria svolta nel 2024



Fonte: ARERA.

A differenza dello scorso anno, nel 2024 la maggior parte dei procedimenti sono stati avviati nella macroarea mercati energetici, pari al 51% circa (20), seguita subito dopo dalla macroarea infrastrutture energetiche, pari al 46% circa (18), e infine dalla macroarea Servizio idrico integrato, pari al 3% circa (1). Come per il 2023, non vi sono stati, invece, avvii di procedimenti sanzionatori nei settori del teleriscaldamento e teleraffrescamento e dei rifiuti.

In merito agli avvii sono da segnalare due novità: gli avvii in materia di funzionamento del Sistema Informativo Integrato (di seguito SII) e quelli in materia di bonus sociale. Come noto, il SII costituisce un'infrastruttura giuridica essenziale poiché è la sede in cui i diversi operatori dei mercati energetici interagiscono, secondo la regolazione dell'Autorità, per lo svolgimento delle attività della filiera e, in particolare, allo scopo di dare esecuzione ai rapporti contrattuali con i clienti finali. Il rispetto della disciplina che definisce i processi, ossia le prestazioni rese attraverso il SII, nonché quella che stabilisce le modalità di funzionamento del SII stesso e che concerne in particolare le modalità di interazione tra il Gestore del SII e i suoi utenti, sono fondamentali per garantire uno svolgimento dei servizi regolati continuativo, trasparente e sicuro. A tal fine è necessario, in primo luogo, che tutte le interazioni con il SII siano riconducibili a una filiera di agenti identificabili e perciò responsabili. Proprio a presidio di ciò, l'Autorità è intervenuta avviando cinque procedimenti sanzionatori nei confronti di altrettante

società di vendita alle quali sono stati contestati l'illegittimo utilizzo e divulgazione delle credenziali di accesso al SII rilasciate a persone fisiche, dunque strettamente personali e non cedibili a terzi. I primi tre si sono conclusi con l'accertamento delle violazioni e l'irrogazione di sanzioni (attualmente *sub iudice*) per complessivi 992.500 euro⁹. Per quanto riguarda l'altro gruppo di avvii, nel 2024 l'Autorità, in linea con l'obiettivo strategico di operare al fine di raggiungere una fruizione sempre più ampia del bonus sociale a tutela delle fasce più deboli della cittadinanza, ha avviato – in considerazione degli esiti di altrettante verifiche ispettive relative, in questa prima fase, al bonus elettrico per disagio economico – quattro procedimenti sanzionatori nei confronti di società di vendita che presentavano criticità nella rendicontazione al SII dei bonus erogati. Tutti i procedimenti si sono conclusi con l'adesione alla procedura semplificata e dunque con la tempestiva (entro sessanta giorni dall'avvio) cessazione delle condotte contestate mediante la corretta erogazione dei bonus agli aventi diritto, che non lo avevano percepito o lo avevano percepito in un ammontare inferiore, e mediante la corretta rendicontazione al SII dei bonus erogati, nonché con il pagamento delle sanzioni in misura ridotta per un totale di euro 109.266.

Fatta eccezione per 1 procedimento chiuso con archiviazione e 1 procedimento concluso con approvazione degli impegni, tutti i restanti 44 procedimenti conclusi (compresi quelli che erano stati avviati con procedura semplificata ed estinti) sono terminati con l'accertamento delle responsabilità e la conseguente irrogazione di sanzioni.

Delle 25 sanzioni irrogate all'esito di ordinari procedimenti sanzionatori, per un ammontare complessivo di 4.679.292 euro, risultano allo stato pagate 12 sanzioni (gli Uffici dell'Autorità stanno quindi curando la riscossione delle rimanenti 13 e hanno già provveduto all'iscrizione a ruolo di 4 sanzioni e alla precisazione del credito nell'ambito della relativa procedura concordataria per una quinta sanzione). All'importo di 4.679.292 euro di cui sopra, va aggiunto l'ulteriore importo delle 18 sanzioni ridotte pagate nel 2024 in forma semplificata, pari complessivamente a 307.976 euro.

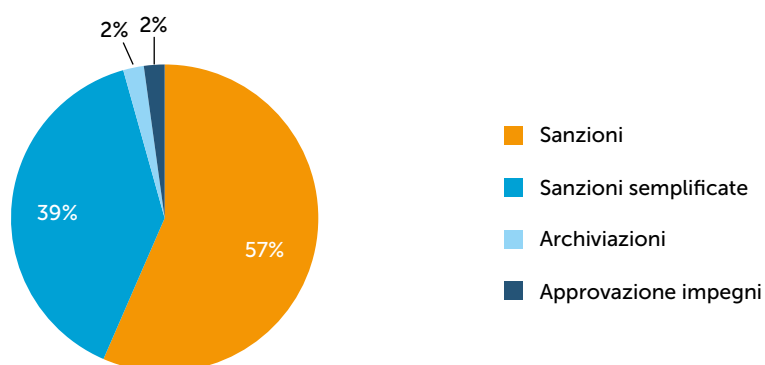
A questo proposito, si segnala che, ai sensi del decreto legge 9 dicembre 2023, n. 181, il fondo alimentato dalle sanzioni amministrative irrogate dall'Autorità e destinato al finanziamento di progetti a vantaggio dei consumatori è stato trasferito, a far data dal 1° gennaio 2024, dal Ministero delle imprese e del Made in Italy (già MISE) al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, per assicurare un elevato coordinamento delle politiche e delle azioni a tutela dei consumatori energetici e del servizio idrico integrato. Nel 2024, l'Autorità – con l'obiettivo di una sempre crescente semplificazione dei processi – ha condotto tutte le attività necessarie per l'attivazione del pagamento delle sanzioni nella piattaforma PagoPA, così da rendere più agevole il pagamento delle sanzioni da parte degli esercenti, da un lato, e il monitoraggio dei versamenti da parte degli Uffici dell'Autorità, dall'altro.

Con riguardo alla riscossione delle sanzioni non pagate, anche nel 2024, l'Autorità ha proseguito l'attività di riscossione coattiva per il tramite della competente Agenzia delle Entrate - Riscossione, previo svolgimento delle diverse attività prodromiche alla stessa, ovvero 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.

⁹ Delibere 479/2024/S/com, 480/2024/S/com e 481/2024/S/com.

Inoltre, trova conferma anche per il 2024 la circostanza che la separazione funzionale tra attività istruttoria e attività decisoria, confermata e implementata anche dal nuovo regolamento di cui all'Allegato A alla delibera 598/2023/E/com, unitamente alle procedure semplificate, ha avuto un impatto positivo sul piano dell'efficienza, consentendo la gestione tempestiva dei nuovi procedimenti. Infatti, quanto alle tempistiche procedurali, si evidenzia che i procedimenti sanzionatori avviati negli ultimi quattro anni si sono conclusi¹⁰ nel rispetto dei termini previsti dal Regolamento Sanzioni dell'Autorità¹¹.

FIG. 11.8 Ripartizione dei provvedimenti conclusivi dell'attività sanzionatoria svolta nel 2024



Fonte: ARERA.

La c.d. procedura semplificata

Per quanto riguarda la c.d. procedura semplificata di chiusura dei procedimenti sanzionatori di competenza dell'Autorità, prevista dall'art. 45 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93 e dall'art. 13 dell'Allegato A alla delibera 19 dicembre 2023, 598/2023/E/com, nell'anno 2024 si è registrata una crescita del numero dei procedimenti avviati con tale procedura (20, rispetto agli 8 dello scorso anno), accompagnata altresì da una crescita della percentuale di adesione da parte degli operatori interessati (90%, cioè 18 su 20). Ciò costituisce un dato significativo, a conferma della rilevante utilità di tale istituto, apprezzabile altresì sotto il profilo della pronta cessazione delle condotte contestate e del sollecito pagamento della sanzione in misura ridotta. Peraltro, con l'utilizzo di tale procedura, che ha consentito la chiusura del procedimento in (soli) 60 giorni, l'Autorità ha evitato gli oneri derivanti da eventuali contenziosi o dalle procedure di riscossione coattiva delle sanzioni amministrative pecuniarie. In particolare, dei 20 procedimenti che nell'anno 2024 sono stati avviati con procedura semplificata, 14 hanno riguardato violazioni della regolazione delle infrastrutture energetiche (sicurezza, pronto intervento gas, *unbundling* e regolazione tariffaria gas), 5 hanno riguardato violazioni della regolazione dei mercati energetici (bonus sociale e oneri generali di sistema non riscossi) e 1 procedimento ha riguardato violazioni del settore idrico.

¹⁰ Salvo in caso di proroghe e/o sospensioni per richieste di informazioni o in caso di presentazione di impegni.

¹¹ Per i procedimenti sanzionatori avviati prima del 22 dicembre 2023, l'articolo 4-bis dell'Allegato A alla delibera 243/2012/E/com prevedeva un termine di conclusione dei procedimenti pari a 220 giorni. Per i procedimenti avviati dopo il 22 dicembre 2023, il termine di conclusione, previsto dall'articolo 3 del nuovo Regolamento Sanzioni di cui all'Allegato A alla delibera 598/2023/E/com, è di 250 giorni.

Violazioni della regolazione delle infrastrutture energetiche

Una lettura più analitica del dato quantitativo consente di rilevare che, nell'ambito dei procedimenti sanzionatori avviati nel 2024 in materia di violazioni della regolazione relativa alle infrastrutture energetiche (pari a 18), 14 riguardano violazioni connesse a esigenze di sicurezza del sistema di distribuzione del gas, 2 afferiscono a violazioni di disposizioni in materia di regolazione tariffaria, rispettivamente del servizio di trasporto e del servizio di distribuzione del gas naturale, e 2 ineriscono a violazioni in materia di *unbundling* funzionale.

Sicurezza del sistema e accesso ed erogazione dei servizi di rete e misura

Nel 2024 l'Autorità ha avviato 12 procedimenti sanzionatori per violazioni in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale¹² e 2 riguardanti più specificatamente il servizio di pronto intervento¹³.

Di tali procedimenti, 8, insieme ad altri 3 avviati nel 2023 sempre nella medesima materia¹⁴, si sono conclusi con adesione alla procedura semplificata, mediante cessazione delle condotte contestate e pagamento delle sanzioni in misura ridotta per un totale di 113.076,67 euro; 3, invece, si sono conclusi con l'irrogazione di sanzioni, per complessivi 82.000 euro, all'esito di procedimenti sanzionatori ordinari (uno per violazioni in materia sicurezza del servizio di distribuzione¹⁵ e due, più in particolare, per violazioni degli obblighi di pronto intervento¹⁶).

In materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale, si sono altresì conclusi con l'irrogazione di sanzioni (per un totale di 459.492 euro) 8 procedimenti avviati nel corso del 2023; 2 di questi hanno accertato più specificamente violazioni di disposizioni relative al servizio di pronto intervento¹⁷.

Regolazione tariffaria

Nel 2024 l'Autorità ha avviato 2 procedimenti sanzionatori per violazioni, oltre che dell'*unbundling* contabile, della regolazione tariffaria del servizio di trasporto e del servizio di distribuzione e misura del gas naturale¹⁸.

Il procedimento di cui sopra in materia di regolazione tariffaria del servizio di trasporto gas si è concluso con l'adesione dell'operatore alla procedura semplificata e il pagamento della sanzione in misura ridotta pari a 14.833,33 euro.

¹² Determine DSAI/1-2-3-4-17-19-23-26-29-30-37-38/2024/GAS.

¹³ Determine DSAI/6-12/2024/GAS.

¹⁴ Determine DSAI/24-26-27/2023/GAS.

¹⁵ Delibera 434/2024/S/gas.

¹⁶ Delibere 385/2024/S/gas e 386/2024/S/gas.

¹⁷ Delibere 74/2024/S/gas e 109/2024/S/gas (provvedimento al momento *sub iudice*). Le altre 5 sanzioni per violazione delle disposizioni in materia di sicurezza sono state, invece, irrogate con delibere 108/2024/S/gas, 163/2024/S/gas (di chiusura dei procedimenti avviati con determine DSAI/6/2023/gas e DSAI/15/2023/gas), 181/2024/S/gas, 236/2024/S/gas e 280/2024/S/gas. Le delibere 108/2024/S/gas e 280/2024/S/gas sono state impugnate; il ricorso avverso la delibera 280/2024/S/gas è stato già dichiarato irricevibile con sentenza TAR Milano, sezione I, n. 2882/2024.

¹⁸ Determine DSAI/34/2024/gas e DSAI/36/2024/gas.

Unbundling funzionale

Nell'anno 2024 l'Autorità ha gestito e chiuso un importante procedimento per violazione degli obblighi di *unbundling* funzionale, avviato nel 2023, nei confronti di una società di distribuzione di gas naturale nella cui compagine sociale era presente, sia pure con una quota minoritaria, una società di vendita di gas naturale il cui socio di maggioranza era l'amministratore unico sia della società di distribuzione che della società di vendita. Con il provvedimento finale di irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria di 437.500 euro¹⁹, l'Autorità ha dato conto per la prima volta della specialità della nozione di "impresa verticalmente integrata", contenuta nella legislazione settoriale, evidenziando, in particolare, la rilevanza delle "circostanze di fatto" dalle quali si può desumere che la stessa persona fisica o giuridica sia in grado di esercitare un'influenza determinante sull'attività di impresa.

Nel 2024 l'Autorità ha altresì avviato 2 procedimenti sanzionatori per violazioni in materia di *unbundling* funzionale²⁰. Segnatamente, in uno dei predetti procedimenti è stato contestato il mancato adempimento all'obbligo di invio della raccolta annuale di separazione funzionale. Questo procedimento si è concluso con l'adesione dell'operatore alla procedura semplificata e pagamento della sanzione in misura ridotta pari a 7.400 euro. Nel secondo procedimento, invece, è stato contestato alla società di non avere dichiarato nell'Anagrafica operatori dell'Autorità di appartenere a un gruppo societario e di essere un'impresa verticalmente integrata, nonché di non avere conferito autonomia decisionale e organizzativa all'attività di distribuzione del gas naturale separandola amministrativamente dalle altre attività svolte dall'impresa verticalmente integrata, non avendo affidato l'amministrazione della società ad un Gestore indipendente. Anche quest'ultimo procedimento si è concluso con l'irrogazione di una sanzione ordinaria pari a euro 2.800²¹.

Violazioni della regolazione dei mercati energetici

Con riferimento, invece, ai procedimenti avviati per violazioni della regolazione dei mercati energetici (pari a 20), 5 procedimenti ineriscono a violazioni in materia di efficienza nel consumo, 5 procedimenti riguardano violazioni in materia di bonus sociale, 1 procedimento attiene a violazioni in materia di integrità e trasparenza dei mercati all'ingrosso (REMIT), 5 procedimenti si riferiscono a violazioni in materia di sistema informativo integrato (SII), 2 procedimenti riguardano violazioni in materia di *switching*, 1 procedimento afferisce a violazioni in materia di trasparenza nella fatturazione e infine 1 procedimento sanzionatorio riguarda il riconoscimento degli oneri generali di sistema non riscossi.

Efficienza nel consumo

Nel 2024 l'Autorità ha avviato 5 procedimenti sanzionatori per violazioni in materia di annullamento di garanzie di origine e di *fuel mix disclosure*²², nei confronti di altrettante imprese di vendita di energia elettrica.

¹⁹ Delibera 360/2024/S/gas (il provvedimento è stato impugnato innanzi al TAR Lombardia).

²⁰ Determine DSAI/18 e 20/2024/gas.

²¹ Delibera 435/2024/S/gas.

²² Determine DSAI/7-8-9-10-11/2024/eel.

Tutti i procedimenti si sono conclusi con l'irrogazione di sanzioni per complessivi 1.032.500 euro²³. Solo uno di questi provvedimenti è stato impugnato e il ricorso è stato dichiarato irricevibile²⁴.

Nel 2024 si è altresì concluso, con l'irrogazione di una sanzione pari ad euro 545.000, un procedimento avviato nel corso del 2023, nei confronti di un'impresa di distribuzione del gas, per il mancato conseguimento degli obiettivi specifici di efficienza energetica²⁵.

Mercati all'ingrosso

Nel 2024 è stato avviato 1 procedimento sanzionatorio per violazione delle disposizioni in materia di integrità e trasparenza dei mercati all'ingrosso di cui al regolamento (UE) 1227/2011 e s.m.i. (REMIT)²⁶. In particolare, è stata contestata all'operatore la violazione dell'articolo 4 del REMIT per non avere comunicato al pubblico in modo efficace e in tempo utile le informazioni privilegiate in suo possesso relative all'indisponibilità di un impianto di produzione. In tale procedimento la società ha presentato una proposta di impegni attualmente al vaglio dell'Autorità.

Nella medesima materia, si sono chiusi, con l'irrogazione di sanzioni, 2 procedimenti avviati nel corso del 2023. Con il primo dei due procedimenti, conclusosi con l'irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria di 940.000 euro, è stata accertata la violazione dell'articolo 5 del REMIT recante il divieto di manipolazione dei mercati dei prodotti energetici all'ingrosso²⁷. In particolare, per la prima volta la condotta manipolativa sanzionata rientra nella fattispecie di cui al punto iii) dell'art. 2, numero 2), lettera a), del REMIT, consistendo nell'utilizzo di uno strumento fittizio o di qualsiasi altra forma di raggirio o artificio che invii, o sia suscettibile di inviare, segnali falsi o tendenziosi riguardanti l'offerta, la domanda o il prezzo di prodotti energetici all'ingrosso.

Il secondo procedimento²⁸, conclusosi con l'irrogazione di una sanzione di euro 25.000, concerne invece l'omessa iscrizione di un operatore nel Registro nazionale REMIT e l'omesso *reporting* all'ACER (Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia) delle operazioni effettuate nei mercati dell'energia all'ingrosso, in violazione degli articoli 8 e 9 del REMIT.

Mercati retail e tutela dei clienti finali

Nel 2024 sono stati avviati 2 procedimenti sanzionatori nei confronti di altrettante società per violazioni in materia di voltture, *switching* e accreditamento degli operatori al Sistema informativo integrato e, per uno dei due procedimenti, anche in materia di bonus sociale²⁹. Segnatamente, è stato contestato alle imprese di avere messo in atto strategie di trattenimento della clientela gestendo alcuni processi del SII, come le voltture e gli *switching*, nonché le informazioni rese al SII, in contrasto con la regolazione.

23 Delibere 405/2024/S/eel, 406/2024/S/eel, 407/2024/S/eel, 408/2024/S/eel e 478/2024/S/eel.

24 Sentenza TAR Lombardia, Milano, sezione I, n. 381/2025.

25 Delibera 248/2024/S/efr.

26 Determina DSAI/25/2024/eel.

27 Delibera 47/2024/S/gas.

28 Delibera 64/2024/S/gas.

29 Determine DSAI/21-24/2024/gas.

Come già detto, sono stati avviati anche 4 procedimenti, nei confronti di altrettante società di vendita, per violazioni in materia di bonus sociale³⁰ che si sono tutti conclusi con adesione alla procedura semplificata e, dunque, con la corretta erogazione dei bonus agli aventi diritto e la corretta rendicontazione bimestrale al SII dei bonus erogati, nonché con il pagamento delle sanzioni in misura ridotta per complessivi euro 109.266.

Sempre in materia di bonus sociale, è stato, altresì, avviato 1 procedimento sanzionatorio nei confronti di un'impresa di distribuzione di gas naturale per mancata fatturazione e pagamento del bonus sociale gas ai propri utenti del servizio di distribuzione³¹.

Inoltre, come già anticipato, sono stati avviati 5 procedimenti sanzionatori in materia di funzionamento del SII³². Le condotte contestate agli esercenti hanno riguardato la violazione di disposizioni poste a presidio della sicurezza del SII. Segnatamente, le credenziali di accesso al SII assegnate dal Gestore del SII a un utente finale (persona fisica) – strettamente personali e non cedibili ad altra persona fisica (neppure interna all'azienda), né tantomeno utilizzabili tramite strumenti informatici – sono state illegittimamente divulgate e utilizzate da altre persone fisiche e/o tramite BOTNET. Come premesso, 3 di questi procedimenti si sono conclusi con l'irrogazione di sanzioni pecuniarie, mentre nell'ambito di 1 procedimento la società interessata ha presentato una proposta di impegni, dichiarata però inammissibile³³, con conseguente prosecuzione dell'ordinario procedimento sanzionatorio.

È stato altresì avviato, nei confronti di una società di vendita, 1 procedimento sanzionatorio in materia di trasparenza della fatturazione, oltre che in materia di separazione contabile³⁴. In particolare, a un esercente la vendita di gas naturale è stata contestata l'omessa indicazione di alcuni degli elementi minimi che la bolletta sintetica deve riportare e l'omessa pubblicazione sul sito internet della Guida alla lettura della bolletta e di ciascuna offerta commerciale e del Glossario contenente le definizioni dei principali termini utilizzati nelle bollette. È stato inoltre contestato il mancato invio annuale all'Autorità della dichiarazione preliminare (che deve riportare la posizione della società circa gli obblighi di separazione contabile previsti) e dei conti annuali separati.

È stato, infine, avviato 1 procedimento sanzionatorio in materia di riconoscimento degli oneri generali di sistema non riscossi dai clienti finali e già versati alle imprese distributrici³⁵. In particolare, è stato contestato a un utente del trasporto di energia elettrica di avere incluso nelle istanze di riconoscimento degli oneri generali di sistema non riscossi, presentate alla Cassa per i servizi energetici ambientali (CSEA), anche gli ammontari relativi all'IVA rimborsabili dall'erario, diversamente da quanto stabilito dalla regolazione.

In tema di tutela dei clienti finali, nel corso del 2024 si è concluso³⁶, con l'irrogazione di una sanzione amministrativa pari a 10.000 euro, 1 procedimento per la violazione dell'obbligo partecipativo alle procedure conciliative dell'Autorità di cui all'art. 9, comma 4 del TICO (Testo integrato conciliazione – Allegato A alla delibera 209/2016/E/com e s.m.i.).

30 Determina DSAI/27-28-32/2024/eel, DSAI/31/2024/com.

31 Determina DSAI/5/2024/gas.

32 Determina 13-14-15-16-35/2024/com.

33 Delibera 268/2024/S/com.

34 Determina DSAI/33/2024/gas.

35 Determina DSAI/39/2024/eel.

36 Delibera 180/2024/S/com.

Infine, nel corso del 2024, l'Autorità, in esecuzione della sentenza del TAR Lombardia, sez. I, n. 2237/2023, e nelle more del giudizio d'appello promosso dalla stessa Autorità, ha gestito e concluso un procedimento volto alla rideterminazione di una sanzione irrogata nel 2022 per violazioni in materia di richiesta di sospensione della fornitura di gas naturale³⁷. All'esito del secondo grado di giudizio sul provvedimento sanzionatorio originario, favorevole per l'Autorità, gli Uffici hanno posto in essere tutte le azioni necessarie per la riscossione coattiva della sanzione originariamente comminata e dei relativi accessori.

Violazioni della regolazione del settore idrico

Nel 2024 l'Autorità ha avviato 1 procedimento sanzionatorio in materia di Servizio idrico integrato³⁸, contestando al gestore plurime violazioni afferenti alla regolazione tariffaria, al deposito cauzionale nonché al consumo minimo impegnato. Il procedimento si è concluso con adesione alla procedura semplificata, mediante cessazione delle condotte contestate, anche tramite la restituzione agli utenti degli importi illegittimamente versati e con il pagamento di una sanzione in misura ridotta pari a euro 57.400.

Infine, in tale ambito, si è concluso con 1 provvedimento (attualmente *sub iudice*)³⁹ di irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie, nella misura complessiva di euro 152.500, un procedimento avviato nel 2023 per violazioni in materia di regolazione tariffaria, misura, fatturazione e qualità contrattuale del Servizio idrico integrato, nonché di obblighi informativi in materia di reclami allo Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Procedimenti prescrittivi ex delibera 342/2016/E/eel

Nel corso del 2024, l'Autorità ha adottato 5 provvedimenti, nell'ambito di altrettanti procedimenti prescrittivi avviati con le delibere 5 marzo 2024, 68/2024/E/eel, e 4 giugno 2024, 222/2024/E/eel, per ottemperare alle sentenze del giudice amministrativo (Consiglio di Stato o TAR Lombardia) che ha parzialmente accolto i ricorsi di alcuni utenti del dispacciamento avverso i provvedimenti prescrittivi adottati ai sensi della delibera 24 giugno 2016, 342/2016/E/eel. Con questi ultimi, l'Autorità aveva contestato le condotte di programmazione non diligente poste in essere nel mercato elettrico nel periodo gennaio-luglio 2016. Il giudice, pur non mettendo in discussione l'accertamento dell'illiceità delle suddette condotte, ha ritenuto che, nella quantificazione dell'importo oggetto della misura prescrittiva, fosse mancato l'accertamento del risparmio di spesa derivante dagli eventuali effetti positivi per l'intero sistema degli sbilanciamenti in controfase rispetto allo sbilanciamento del sistema.

TAV. 11.14 *Provvedimenti prescrittivi 2024*

DATA	PROVVEDIMENTI PRESCRITTIVI EX DELIBERA 68/2024/E/EEL
3 dicembre 2024	524/2024/E/eel, 526/2024/E/eel, 527/2024/E/eel, 528/2024/E/eel

DATA	PROVVEDIMENTI PRESCRITTIVI EX DELIBERA 222/2024/E/EEL
3 dicembre 2024	529/2024/E/eel

Fonte: ARERA.

37 Delibera 29/2024/S/gas.
38 Determina DSAI/22/2024/idr.
39 Delibera 324/2024/S/idr.

Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati

Nel 2024 la funzione giustiziale ex delibera 18 maggio 2012, 188/2012/E/com⁴⁰, si è confermata uno strumento largamente apprezzato e utilizzato dagli *stakeholder* nell'ambito delle attività di *enforcement* dell'Autorità.

La tutela giustiziale rappresenta una valida alternativa alla tutela giurisdizionale⁴¹, anche in chiave deflattiva della stessa, essendo più rapida, gratuita e agevolmente fruibile dagli operatori al fine di perseguire gli obiettivi, posti dalla normativa europea e dalla disciplina nazionale (primaria e regolatoria), in tema di accesso e utilizzo delle infrastrutture energetiche.

Nel 2024, l'attività giustiziale è proseguita nella sua *mission* di "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.

L'anno appena trascorso ha registrato una sensibile diminuzione della percentuale di reclami presentati nel 2024 e archiviati per inammissibilità o improcedibilità rispetto all'anno precedente (dal 73,96% al 55,91%).

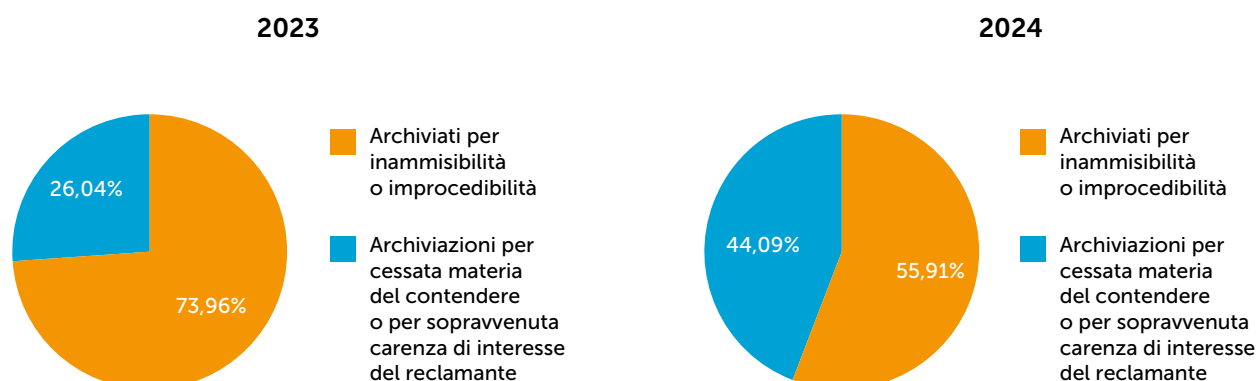
Tale riduzione delle archiviazioni causate da vizi procedurali è il risultato di un importante lavoro di sensibilizzazione degli operatori in merito all'adozione delle procedure corrette per la presentazione dei reclami innanzi all'Autorità ai sensi della disciplina di riferimento.

Specularmente, sono aumentate (dal 26,04% al 44,09%) le archiviazioni per cessata materia del contendere nelle more del procedimento o per sopravvenuta carenza di interesse del reclamante, avendo il gestore di rete soddisfatto l'istanza prima ancora dell'avvio della trattazione del reclamo.

Tale notevole incremento dei reclami che si concludono con la piena soddisfazione delle pretese del reclamante, senza arrivare a una decisione del Collegio dell'Autorità, è un dato importante che dimostra l'elevato grado di *compliance*, maturato dagli operatori, nei confronti della regolazione di settore, favorito anche dall'aggiornamento 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.

⁴⁰ Avente ad oggetto la risoluzione delle controversie tra operatori e produttori/*prosumer* e gestori di rete in materia di accesso e utilizzo delle infrastrutture energetiche, nonché in materia di erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili (articolo 14, comma 2, lettera f-ter) del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387) e di impianti di biometano di cui alla delibera 27/2019/R/gas.

⁴¹ 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 ...".

FIG. 11.9 Reclami archiviati per inammissibilità o improcedibilità nel 2023 e nel 2024

Fonte: ARERA.

Nel dettaglio, dall'entrata in vigore della delibera 188/2012/E/com al 31 dicembre 2024, sono stati presentati 1.189 reclami, di cui 157 nel 2024. Di questi:

- 785 (il 66,0%), di cui 127 presentati nel 2024, sono stati archiviati; in particolare:
 - 474 (di cui 70 presentati nel 2024) per inammissibilità o improcedibilità;
 - 286 (di cui 53 presentati nel 2024) perché il gestore di rete, nel corso del procedimento, ha soddisfatto l'istanza del reclamante;
 - 4 (di cui 1 presentato nel 2024) sono stati archiviati per sostanziale coincidenza delle questioni devolute alla cognizione dell'autorità giudiziaria e dell'Autorità;
 - 17 reclami, di cui 3 presentati nel 2024, per sopravvenuta carenza di interesse del reclamante, avendo il gestore di rete soddisfatto l'istanza prima ancora dell'avvio della trattazione del reclamo;
 - 2 reclami, invece, per sopravvenuta carenza di interesse a seguito della rinuncia tacita alla prosecuzione della trattazione del reclamo da parte del reclamante;
 - 2 reclami, a causa dell'avvio, per la fattispecie oggetto dell'istanza, di un procedimento per l'esercizio dei poteri sanzionatori e prescrittivi di cui alle lettere c) e d) dell'articolo 2, comma 20, della legge 14 novembre 1995, n. 481⁴²;
- 25 (il 2,1%), di cui 25 presentati nel 2024, erano in corso di trattazione;
- 379 (il 31,9%), di cui 5 presentati nel 2024, sono stati oggetto di decisione, per un totale di 310 delibere emane (di cui 12 nel 2024). 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.

Al termine del 2024, il tempo medio di gestione delle procedure di risoluzione delle controversie tra operatori economici ex delibera 188/2012/E/com, in relazione ai reclami presentati all'Autorità nel biennio 2023-2024, è stato di 4 mesi e 5 giorni. In particolare, 2 mesi e 26 giorni per i reclami ex DLgs n. 93/2011 e 5 mesi e 9 giorni per i reclami ex DLgs n. 387/2003.

⁴² Ai sensi dell'art. 3, comma 3.9, dell'allegato A alla delibera 188/2012/E/com, viene disposta l'archiviazione del reclamo qualora, tra l'altro, per la fattispecie oggetto dell'istanza "sia stato avviato un procedimento per l'esercizio dei poteri di cui alla lettera c) e d) dell'articolo 2, comma 20 della legge 14 novembre 1995, n. 481".

Settore elettrico

Procedure di connessione degli impianti di produzione (TICA)

Con la delibera 30 gennaio 2024, 9/2024/E/eel, *"Decisione del reclamo presentato da Suncity S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione identificata con il codice di rintracciabilità 319955235"*, l'Autorità ha chiarito che la disposizione regolatoria prevista dall'articolo 8, comma 2, lettera d) del TICA va intesa nel senso che le valutazioni e le analisi necessarie effettuate dal gestore di rete per l'individuazione delle eventuali modalità di esercizio di carattere transitorio dell'impianto elettrico del richiedente non possono essere subordinate all'ottenimento delle autorizzazioni per la costruzione e l'esercizio dell'impianto di rete, al contrario debbono essere anteposte alla richiesta delle medesime autorizzazioni.

In altre parole, il Gestore di rete elabora la soluzione tecnica per la connessione transitoria e, qualora essa dovesse richiedere opere di rete o interventi infrastrutturali che necessitano di autorizzazione, vincola l'avvio dei lavori di realizzazione della soluzione per la connessione transitoria all'ottenimento di tutte e sole le autorizzazioni necessarie per la realizzazione della predetta soluzione e dell'impianto di produzione, escludendo da questo primo step la necessità di avere ottenuto le autorizzazioni funzionali alla realizzazione delle opere di rete previste per la soluzione per la connessione definitiva e non già ricomprese nella soluzione per la connessione transitoria.

Pertanto, non può essere considerata legittima la condotta del Gestore, come nella fattispecie in esame, che rigetta la richiesta di connettere l'impianto di produzione con una connessione transitoria per non avere il richiedente:

- 1) completato l'iter autorizzativo afferente alla realizzazione delle opere di rete;
- 2) trasmesso al Gestore il progetto autorizzato da parte di Terna S.p.A. afferente all'elettrodotto AT, opera strettamente necessaria alla connessione dell'impianto.

Ciò detto, per quanto riguarda la prima motivazione, si evidenzia che il produttore ha presentato la DILA all'Amministrazione comunale competente, la quale non ha adottato alcun atto sanzionatorio per contrasto dei lavori con la disciplina urbanistica o edilizia e che, pertanto – in linea di continuità con precedenti decisioni giustiziali (cfr. *infra* la delibera 68/2023/E/eel) – non può che prendere atto che la DILA rappresenta titolo autorizzativo dei lavori in essa indicati, *id est* impianto di produzione e opere connesse (nel caso *de quo* opere MT).

Per quanto riguarda la seconda motivazione, si conferma che, con l'accettazione del preventivo, il richiedente si è impegnato a curare tutti gli adempimenti per l'acquisizione delle autorizzazioni richieste dalla legge per la costruzione ed esercizio delle opere di rete per la connessione, compresi gli eventuali interventi sull'RTN gestita da Terna.

Con la delibera 8 maggio 2024, 165/2024/E/eel, *"Decisione del reclamo presentato da Silvia Baldelli nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione identificata con il codice di rintracciabilità 318734554"*, l'Autorità ha affermato che non sussistono i presupposti affinché il Gestore sia tenuto a corrispondere al reclamante l'indennizzo automatico previsto dall'articolo 14, comma 3 del TICA qualora il ritardo nell'attivazione della connessione di un impianto di produzione da fonte rinnovabile dipenda da un comportamento non diligente del richiedente. Nel caso di specie, tale condotta – a fronte dell'obbligo del reclamante, ai sensi dell'articolo 7, comma 3 del TICA, di registrare l'impianto di produzione e la/le relativa/e unità di produzione (UP)

nel sistema GAUDÌ gestito da Terna – si è rivelata non tempestiva (avendo effettuato il primo tentativo di registrazione dopo più di tre mesi dalla trasmissione al Gestore della dichiarazione di fine lavori dell'impianto di produzione), e poco rigorosa (non essendosi adoperato per rimuovere efficacemente la discrepanza, segnalata dal sistema GAUDÌ ad ogni fallito tentativo di registrazione, tra il regime commerciale definito "tariffa commerciale ritiro dedicato o tariffa omnicomprensiva" richiesto nella domanda di connessione e il regime commerciale definito "scambio sul posto" con cui l'impianto di produzione oggetto di modifica risultava originariamente esercito).

In sintesi, l'Autorità ha affermato che il comportamento del richiedente non appare coerente con il canone della diligenza c.d. rafforzata o specifica, richiesta dalla natura professionale dell'attività esercitata ex art. 1176, comma 2 del c.c., anche in considerazione del fatto che la sopra descritta procedura di registrazione dovesse ragionevolmente essere conosciuta dallo stesso richiedente, quale "professionista del settore".

Con la delibera 14 maggio 2024, 179/2024/E/eel, *"Decisione del reclamo presentato da Alphacqua Origine S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione identificata con il codice di rintracciabilità 330433514"*, l'Autorità ha affermato che il corrispettivo per la connessione, ai sensi dell'articolo 12 del TICA, deve essere calcolato dal Gestore concessionario del pubblico servizio di distribuzione nel comune dove l'impianto di produzione da fonte rinnovabile deve essere realizzato (unico soggetto legittimato ad erogare il servizio di connessione su quel territorio ex DLgs n. 79/1999 e TICA), utilizzando come riferimento la più vicina stazione di trasformazione alta/media tensione della propria rete di distribuzione e non della rete di un eventuale secondo Gestore con il quale il primo Gestore abbia attuato il coordinamento tra gestori ai sensi dell'articolo 35 del TICA.

A riguardo l'Autorità ha ricordato, inoltre, che il calcolo del corrispettivo per la realizzazione della connessione risulta svincolato dall'effettiva soluzione di connessione elaborata dall'impresa di distribuzione, venendo definito in modo forfettario secondo parametri che tengono conto sia della dimensione dell'impianto di produzione (in particolare, il valore della potenza ai fini della connessione) sia della distanza del medesimo impianto di produzione dalla rete elettrica esistente gestita dall'impresa distributrice concessionaria. Ciò significa che i singoli soggetti richiedenti la connessione sono tenuti al pagamento del corrispettivo per la connessione, ciascuno in proporzione al valore della potenza ai fini della connessione, come definita dall'articolo 1, comma 1, lettera z) del TICA, e in proporzione alla distanza dei singoli impianti di produzione dalla rete elettrica esistente gestita dall'impresa distributrice concessionaria che eroga il servizio di connessione e che riceve il pagamento del medesimo corrispettivo per la connessione.

Con la delibera 2 luglio 2024, 267/2024/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 317214210"*, l'Autorità ha accertato l'illegittimità della condotta tenuta dal Gestore di rete che non ha ritenuto la richiesta di modifica del preventivo del reclamante come presentata per "... imposizione derivante dall'iter autorizzativo ..." – e, perciò, rientrante nell'ambito di applicazione dell'articolo 7, comma 8, primo periodo del TICA, ritenendola, invece, presentata per libera determinazione del richiedente – con conseguente applicazione dell'articolo 7, comma 8, secondo periodo del TICA medesimo.

L'Autorità, in linea generale, ha ricordato che l'articolo 7, comma 8, primo periodo del TICA prevede che il preventivo accettato possa essere ulteriormente modificato a titolo gratuito a seguito di imposizioni derivanti dall'i-

ter 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.

La decisione ha, inoltre, accertato che, nella fattispecie esaminata, riferita ad un progetto di realizzazione di un impianto fotovoltaico, l'Autorità competente per la VIA ha inviato al produttore una formale *"Richiesta integrazione a norma dell'articolo 27-bis, comma 5 del DLgs 152/2006 ..."* – cioè una richiesta di integrazione contenutistica, come hanno cura di classificare tale tipologia di richiesta le Istruzioni operative VIA adottate dalla Regione Lazio – nella quale è stato espressamente segnalato al reclamante che *"... dovrà essere ottemperato a quanto richiesto nel Verbale del Tavolo Tecnico ..."* e che la *"... La documentazione richiesta, ai sensi del comma 5 dell'art. 27-bis... dovrà essere trasmessa entro il termine di trenta giorni ..."*.

Ne consegue che:

- giuridicamente è una richiesta di integrazione ai sensi dell'articolo 27-bis, comma 5, del decreto legislativo n. 152/2006;
- espressamente segnala la doverosità di ottemperare alla richiesta di interrimento del cavidotto emersa in sede di Tavolo tecnico, indicando allo scopo anche il termine legale di carattere perentorio.

L'Autorità ha, quindi, affermato che, già in base alle indicate risultanze testuali, si palesa che il produttore ha ricevuto una richiesta di integrazione ex articolo 27-bis, comma 5, del decreto legislativo n. 152/2006 con espressa indicazione di doverosa ottemperanza alla stessa entro la perentoria tempistica indicata, non certo un mero invito o parere tecnico.

Ma ancor di più, per stabilire la contestata natura della richiesta di modifica del preventivo, l'Autorità ha ritenuto dirimente il fatto che l'ultimo periodo dello stesso articolo 27-bis, comma 5, prevede testualmente che *"... Qualora entro il termine stabilito il proponente non depositi la documentazione integrativa, l'istanza si intende ritirata ed è fatto obbligo all'autorità competente di procedere all'archiviazione ..."*.

Ciò significa che, per espressa previsione legislativa, se il destinatario di una richiesta di integrazione non ottempera a quanto con essa richiesto – nel caso di specie, presentare una soluzione di connessione con il cavidotto interrato –, l'istanza autorizzativa deve essere necessariamente archiviata e, quindi, l'*iter* autorizzativo si chiude, con conseguente impossibilità per il produttore di ottenere il titolo abilitativo richiesto.

Pertanto, risulta *per tabulas* che la richiesta di integrazione diretta dall'Autorità competente per la VIA a VPD costituisce una imposizione derivante da *iter* autorizzativo ai sensi e per gli effetti dell'articolo 7, comma 8, del TICA, in quanto:

- se VPD ottempera a tale richiesta (*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 essere *sic et simpliciter* archiviato: *tertium non datur*.

L'Autorità ha, inoltre, chiarito che le motivazioni giuridiche sopra esposte valgono ex se a ritenere non legittima la decisione del Gestore di non riconoscere la richiesta di modifica del preventivo ricevuta dal produttore come da imposizione derivante da *iter* autorizzativo.

Fermo quanto sopra, poiché il Gestore ha basato il rifiuto opposto al reclamante unicamente per il carattere non prescrittivo del Verbale del tavolo tecnico, rispetto a tale argomento, l'Autorità ha osservato che la condotta difensiva del Gestore non è stata in linea con i principi generali di correttezza e buona fede, nonché del principio c.d. di non contraddizione (*nemo venire contra factum proprium*) in quanto:

- prima ha testualmente dichiarato (nella nota E-DIS-04/02/2022-0090860): *"... Prendendo atto che il parere reso dalla Regione nel verbale del 17/11/2021 possa esser assimilabile ad una prescrizione autorizzativa ..."*;
- poi ha sostenuto (nella nota ED-09/09/2022-O0000002) che la suddetta dichiarazione è stata trasmessa nell'ambito di un procedimento *"... per una fattispecie differente, ovvero la contestazione dell'annullamento della richiesta di connessione ID 275375047. La formulazione riportata nel suddetto riscontro, relativamente alla circostanza che il parere reso dalla Regione sarebbe stato ritenuto potenzialmente assimilabile ad una prescrizione autorizzativa, non può certamente essere utilizzata strumentalmente in relazione alla nuova pratica o ad altre pratiche di connessione in corso o ancora da istanziare ..."*.

Sul punto, l'Autorità ha ribadito che – nella decisione assunta con delibera 378/2022/E/eel – da un lato ha preso atto della citata affermazione del Gestore e ha dichiarato cessata la materia del contendere per intervenuta soddisfazione nelle more del procedimento con riferimento alla prima doglianza di detto reclamo, dall'altro ha accertato la legittimità della decadenza della pratica per mancato rispetto dell'articolo 9, comma 3, del TICA.

Con delibera 10 luglio 2024, 278/2024/E/eel, *"Decisione del reclamo presentato da Wedge Power S.r.l., nei confronti di e-distribuzione S.p.A., in relazione alla pratica di connessione identificata con il codice di rintracciabilità T0734976"*, in via preliminare, l'Autorità – in merito alla possibilità che il Gestore di rete, nelle more della realizzazione e dell'attivazione della connessione di un impianto di produzione da fonte idrocarburi fossili, acconsenta alla richiesta del produttore di connettere in via transitoria l'impianto di produzione per il tramite di un punto di connessione non direttamente connesso alla rete del Gestore (c.d. punto di connessione virtuale o POD virtuale) – ha precisato che, sia la connessione transitoria, sia la connessione con POD virtuale sono casistiche non direttamente disciplinate dalla regolazione vigente, bensì definite sulla base di accordi privati tra utente e Gestore di rete autonomamente determinati. Di conseguenza, la realizzazione di tali casistiche, di cui l'Autorità prende atto, è rimessa alla facoltà dei Gestori di rete, salvo le valutazioni tecniche che i medesimi Gestori di rete devono effettuare per garantire che tali fattispecie non compromettano l'erogazione in termini di sicurezza, qualità e continuità dei diversi servizi per i quali i medesimi Gestori sono responsabili in veste di soggetti concessionari. Sulla base di tali premesse, l'Autorità ha affermato che non rientra nella potestà cognitiva propria della funzione giustiziale dell'Autorità la questione della connessione transitoria mediante POD virtuale, in quanto tale casistica viene disciplinata direttamente da rapporti contrattuali definiti dalle parti interessate, non essendo oggetto diretto di regolazione da parte dell'Autorità. Rimane salva la facoltà del reclamante, che si ritenga danneggiato dalla condotta del Gestore in merito alla citata connessione transitoria, di rimettere l'intera questione (comprese le istanze di natura risarcitoria) alla competente sede giurisdizionale.

Nel merito della decisione, premesso che l'articolo 1, comma 1, lettera mm) del TICA definisce il tempo di realizzazione della connessione come il tempo intercorrente tra la data di completamento dei lavori sul punto di connessione e la data di completamento della connessione – al netto del tempo necessario per l'ottenimento di eventuali atti autorizzativi per la realizzazione della connessione, come previsto dall'articolo 10, comma 4, del TICA –, l'Autorità ha accertato che non può essere imputabile al Gestore alcun ritardo nella realizzazione della connessione di un impianto da fonte idrocarburi fossili e, conseguentemente, non sussistono i presupposti affinché il Gestore sia tenuto a corrispondere al reclamante l'indennizzo automatico previsto dall'articolo 14, comma

2 del TICA, se il produttore – come nel caso di specie – non ha trasmesso al Gestore la comunicazione di completamento delle opere strettamente necessarie alla realizzazione fisica della connessione che il richiedente è tenuto a rendere disponibili sul punto di connessione, completa di tutti gli allegati previsti. Infatti, come noto, la data di ricevimento della suddetta comunicazione è, ai sensi dell'articolo 1, comma 1, lettera f) del TICA, la data di completamento dei lavori sul punto di connessione da cui fare decorrere il conteggio del tempo di realizzazione della predetta connessione. Pertanto, il calcolo dei giorni non può materialmente essere effettuato, mancando il *dies a quo* da cui fare decorrere il calcolo del tempo di realizzazione della connessione.

Con la delibera 10 luglio 2024, 279/2024/E/eel, *"Decisione del reclamo presentato da Dienergia S.r.l., nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione identificata con il codice di rintracciabilità 381612390"*, l'Autorità ha sottolineato che, ai sensi dell'articolo 7, comma 8-ter del TICA (applicabile sia ai preventivi accettati sia a quelli non ancora accettati), il richiedente, per ogni singola richiesta di connessione, può complessivamente presentare, anche nell'ambito di una sola istanza, non più di due richieste di modifica del preventivo per la connessione ai sensi dell'articolo 7, commi 5 e 8 del TICA, indipendentemente dal tipo di modifica richiesta, al netto delle casistiche per le quali non trova applicazione il limite delle due richieste di modifica del preventivo per la connessione previste dal medesimo articolo 7, comma 8-ter del TICA. La *ratio* di tale disposizione risponde all'esigenza di evitare comportamenti opportunistici e un indebito prolungamento di prenotazione di capacità di rete, tale da generare fenomeni di saturazione virtuale della rete elettrica.

Pertanto, considerato il chiaro tenore letterale di quanto disposto all'articolo 7, comma 8-ter del TICA, l'Autorità ha accertato, nel caso di specie, che il gestore di rete – di fronte a una richiesta di modifica del preventivo per la connessione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile contenente 4 diverse istanze di modifica – correttamente ha rigettato la richiesta, a prescindere dalla natura delle istanze stesse.

Con la delibera 17 settembre 2024, 361/2024/E/eel, *"Decisione del reclamo presentato da CO.ME.TE. – Costruzioni Meccaniche Terno S.r.l., nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione identificata con il codice di rintracciabilità 317386611"*, l'Autorità ha confermato la correttezza dell'operato del Gestore che ha chiesto al reclamante di presentare – ai sensi dell'articolo 7, comma 8 del TICA – una richiesta di modifica del preventivo di connessione accettato, dopo avere ricevuto dallo stesso il Regolamento di esercizio di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile con i valori della potenza in immissione, della potenza dei pannelli e della potenza degli *inverter* inferiori ai corrispondenti valori tecnici originari dell'impianto contenuti nel menzionato preventivo. L'Autorità ha spiegato, infatti, che se è vero che l'articolo 40, comma 7 del TICA prevede testualmente alla lettera a) che non si configura come modifica del preventivo la richiesta di riduzione della potenza in immissione nei limiti ivi previsti, altrettanto testualmente prevede alla lettera b) con disposizione di chiusura generale e residuale che, in qualsiasi altro caso diverso dalla riduzione della potenza in immissione, il richiedente è tenuto a richiedere una modifica del preventivo secondo quanto previsto dai commi 5 e 8 dell'articolo 7 del TICA stesso.

Pertanto, avendo il reclamante chiesto la riduzione non solo della potenza in immissione, ma anche della potenza nominale dei pannelli e della potenza degli *inverter*, nel caso di specie, trova conseguente applicazione l'articolo 40, comma 7, lett. b) del TICA.

Tale decisione, inoltre, in disparte il fatto che la motivazione giuridica sopra esposta vale *ex se* a ritenere legittima la decisione del Gestore di richiedere la richiesta di modifica del preventivo originario, ha confutato anche

l'affermazione del reclamante per cui – anche alla luce della disciplina di cui all'articolo 6, comma 7 del TICA – il gestore "... avrebbe dovuto chiedere l'aggiornamento dei dati e non richiedere la modifica del preventivo ...".

L'Autorità ha sottolineato, infatti, che detto articolo prevede espressamente che sia sufficiente una mera comunicazione di aggiornamento – e non una richiesta di modifica – nel solo caso in cui la richiesta di adeguamento della connessione esistente sia relativa a interventi nell'impianto di produzione che non ne alterino la configurazione inserita nel sistema GAUDÌ o nell'impianto elettrico dell'utente e che non comportino interventi del Gestore di rete nel punto di connessione o nella rete elettrica esistente, né la realizzazione di sviluppi di rete.

Nel caso di specie, invece, l'Autorità ha evidenziato che la modifica dei valori tecnici dell'impianto di produzione (*id est*, riduzione dei valori della potenza in immissione, della potenza dei pannelli e della potenza degli *inverter*), introdotta dal reclamante rispetto ai valori tecnici originari del preventivo accettato, rappresenta un adeguamento della connessione esistente che comporta un'alterazione della configurazione nel sistema GAUDÌ, per cui la stessa non può essere qualificata – e, quindi, trattata – come mera comunicazione di aggiornamento ai sensi dell'articolo 6, comma 7 del TICA.

Con la delibera 22 ottobre 2024, 421/2024/E/eel, *"Decisione del reclamo presentato da Sunprime Generation S.r.l., nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione identificata con il codice di rintracciabilità 298730604"*, l'Autorità ha chiarito che, se gli atti autorizzativi per la realizzazione della connessione non sono completi, il tempo di realizzazione della connessione rimane sospeso fino all'ottenimento degli ulteriori titoli abilitativi richiesti in quanto l'articolo 10, comma 4 del TICA prevede espressamente che *"Nel caso in cui siano necessari atti autorizzativi per la realizzazione della connessione, il tempo di realizzazione della connessione non comprende il tempo per l'ottenimento di tali atti"*.

Conseguentemente, l'Autorità ha accertato il rispetto, da parte del Gestore, delle tempistiche previste dal TICA per l'effettuazione delle attività ad esso spettanti in relazione alla realizzazione della connessione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile. L'Autorità ha, infatti, accertato che la comunicazione di fine *iter* autorizzativo relativo alle opere di rete, trasmessa dal reclamante, non poteva essere considerata completa, essendo la PAS intestata al produttore e non al soggetto incaricato della costruzione dell'impianto di rete ovvero, nella fattispecie in esame, e-distribuzione S.p.A.

La decisione ha, inoltre, specificato che tale conclusione era valida nonostante un errore di validazione del fine *iter* autorizzativo, riconosciuto dal Gestore, avesse indotto il reclamante a fare affidamento su tale atto, in quanto, nel caso di specie, il reclamante era stato adeguatamente informato in merito alla necessità che le autorizzazioni per la costruzione e l'esercizio dell'impianto di rete per la connessione dovessero essere intestate al Gestore, come risulta dai documenti acquisiti agli atti nel corso dell'istruttoria in questione.

Peraltro, la condotta del gestore – per quanto formalmente legittima, giacché la richiesta di voltura è avvenuta entro i 90 giorni lavorativi a disposizione del Gestore per la realizzazione della connessione ex articolo 10, comma 1, lettera b) del TICA – ha rivelato la mancanza della necessaria accuratezza sia durante la procedura di validazione dell'*iter* autorizzativo (che si è rivelata errata), sia nella successiva fase di gestione dell'errore commesso. Tale errore risulta, infatti, sanato solo 16 mesi più tardi con una modalità quantomeno irrituale (per telefono) e senza averlo comunicato formalmente alla controparte – come sarebbe stato auspicabile, visto l'affidamento generato nel reclamante – né

tantomeno averne indicato la natura e le possibili cause, parimenti auspicabile anche come segnale di una doverosa verifica interna della funzionalità di questa procedura di validazione istituita dal Gestore e non regolata dal TICA.

Pertanto, in relazione a questo specifico profilo, l'Autorità ha evidenziato l'inadeguatezza della condotta tenuta dall'impresa di distribuzione, tanto più grave se si considera che, come è noto, la diligenza richiesta, nell'adempimento dei propri obblighi, ad un operatore professionale esercente un servizio pubblico essenziale – quale è il Gestore di una infrastruttura energetica concessionario del servizio pubblico di distribuzione dell'energia elettrica – non è la diligenza "media" o "ordinaria" di cui all'articolo 1176, comma 1, del codice civile (vale a dire la diligenza del "buon padre di famiglia"), bensì la diligenza c.d. specifica o "rafforzata" di cui al comma 2 dello stesso articolo 1176 c.c. Né, peraltro, l'impresa distributrice ha evidenziato, nel corso dell'istruttoria, circostanze imprevedibili e/o non superabili con la dovuta diligenza, tali da giustificare la propria condotta.

Settore del gas

Con riferimento al settore del gas, le decisioni adottate dall'Autorità nel 2024 hanno riguardato la tematica che segue.

Qualità del servizio di trasporto del gas naturale

Con la delibera 16 aprile 2024, 143/2024/E/gas, *"Decisione del reclamo presentato da Goldenergy S.r.l. nei confronti di Nuceria Distribuzione S.r.l. (Pdr 07590010000508)"*, l'Autorità ha stigmatizzato *in primis* la condotta del Gestore di rete che non ha preso parte al procedimento di trattazione del reclamo, ritenendo quindi di non assumere posizione in merito ai fatti contestati, pure a fronte di quanto previsto dal comma 4 del novellato articolo 44 del decreto legislativo n. 93/2011, secondo cui *"La partecipazione delle imprese elettriche alle procedure di risoluzione delle controversie di cui al presente comma è obbligatoria"*.

L'Autorità ha evidenziato che il Gestore non ha neppure fornito un riscontro alla richiesta di informazioni e al sollecito inviati dall'Autorità nel corso dell'istruttoria, violando un preciso obbligo collaborativo delle imprese nei confronti dell'Autorità sancito dall'articolo 2, comma 20, lettera c) della legge n. 481/1995, secondo cui *"Le pubbliche amministrazioni e le imprese sono tenute a fornire alle Autorità, oltre a notizie informazioni, la collaborazione per l'adempimento delle loro funzioni"*, sottolineando che anche la giurisprudenza consolidata ha chiarito che tali canoni *"sono attualmente sanciti dall'art. 1 comma 2-bis legge n. 241 del 1990 ma erano già riconosciuti in precedenza dalla giurisprudenza (Ad. plen. 25 febbraio 2014 n. 9). Essi impongono che il privato sia chiamato ad assolvere oneri minimi di cooperazione, quali il dovere di fornire le informazioni richieste e di porre in essere ogni comportamento che possa incidere sul raggiungimento del risultato atteso, e che trovano il proprio fondamento nei doveri di solidarietà e dell'autoresponsabilità, aventi fonte negli artt. 2 e 97 Cost."* (v. *ex multis*, Consiglio di Giustizia Amministrativa per la Regione Siciliana, sez. giurisdizionale 15 febbraio 2022, n. 197).

L'Autorità ha censurato tali accertate inadempienze del Gestore – sia in termini di mancato riscontro alle citate richieste e solleciti del reclamante che alla richiesta di informazioni ed al sollecito inviati dall'Autorità – in quanto contrarie ai canoni di buona fede e collaborazione a cui gli operatori del settore devono improntare la propria

condotta nei rapporti tra i medesimi (v. Consiglio di Stato, sez. VI, 7 marzo 2019, n. 1586; TAR Lombardia, sez. II, 19 giugno 2023, n. 662; *Id.*, sez. II, 30 maggio 2022, n. 1266) e tra essi e l'amministrazione.

Pertanto, la decisione ha rilevato l'inadeguatezza della condotta dell'impresa di distribuzione, tanto più grave se si considera che, come è noto, la diligenza richiesta, nell'adempimento dei propri obblighi, ad un operatore professionale esercente un servizio pubblico essenziale – quale è il Gestore di una infrastruttura energetica concessionario del servizio pubblico di distribuzione del gas naturale – non è la diligenza "media" o "ordinaria" di cui all'articolo 1176, comma 1, del codice civile (vale a dire la diligenza del "buon padre di famiglia"), bensì la diligenza c.d. specifica o "rafforzata" di cui al comma 2 dello stesso articolo 1176 c.c. Né, peraltro, l'impresa distributrice ha evidenziato, nel corso dell'istruttoria, circostanze imprevedibili e/o non superabili con la dovuta diligenza tali da giustificare la propria condotta.

Tuttavia, l'Autorità ha proceduto alla disamina nel merito della controversia, anche in assenza della partecipazione del Gestore al procedimento, in virtù del principio di effettività della tutela giustiziale intestata all'Autorità dal Legislatore comunitario e anche in ragione del generale divieto del *non liquet*.

Nel merito, l'Autorità sulla base delle puntuali e circostanziate evidenze documentali fornite dal reclamante ha, dunque, evidenziato che la delibera 850/2017/R/gas dispone:

- a. l'ampliamento dei dati da trasmettere con riferimento a ciascun PdR già censito in RCU, ai sensi della delibera 296/2014/R/gas, e le modalità di aggiornamento dei medesimi, prevedendo nuovi obblighi informativi in capo alle imprese di distribuzione e alle controparti commerciali (articoli 2, 3 e 6);
- b. le modalità e le tempistiche per il caricamento dei dati da parte delle imprese distributrici in relazione all'esecuzione dell'allacciamento e dell'attivazione di nuovi PdR (articoli 4 e 5).

Pertanto, sulla base di tali puntuali allegazioni documentali, non contestate dal Gestore, l'Autorità ha affermato che integra una condotta illegittima del Gestore il mancato popolamento e aggiornamento dei dati relativi al PdR indicato dal reclamante nel Registro Centrale Ufficiale (RCU) Gas del Sistema informativo integrato (SII), in violazione delle disposizioni di cui all'articolo 6 della citata delibera. Infatti, la completa assenza dei dati anagrafici essenziali del menzionato PdR nell'RCU non ha consentito una corretta gestione di alcuna prestazione commerciale e tecnica in relazione al medesimo PDR, oltre alla mancata contabilizzazione dei prelievi effettuati nell'ambito delle attività di *settlement*.

Con la delibera 30 luglio 2024, 322/2024/E/gas, "*Decisione del reclamo presentato da Hera Comm S.p.A., nei confronti di Nuceria Distribuzione S.r.l.*", analogamente a quanto fatto nella precedente delibera 143/2024/E/gas, l'Autorità ha stigmatizzato la mancata partecipazione del Gestore di rete al procedimento di trattazione del reclamo e, in particolare, le inadempienze da esso commesse, in termini di mancato riscontro sia alle richieste di prestazioni tecniche e commerciali e solleciti del reclamante, che alla richiesta di informazioni ed al sollecito inviati dall'Autorità, che denotano una condotta contraria ai canoni di buona fede e collaborazione a cui gli operatori del settore devono improntare la propria condotta nei rapporti tra i medesimi.

Nel merito, l'Autorità ha evidenziato che il reclamante ha fornito puntuale e circostanziata evidenza documentale delle diverse comunicazioni in relazione alle richieste di prestazioni tecniche e commerciali, essenziali per la gestione dei contratti con i clienti finali titolari dei PdR, nonché dei solleciti e dei reclami trasmessi al gestore con riferimento ai quali non è stato fornito riscontro da parte del Gestore di rete.

Pertanto, sulla base di tali puntuali allegazioni documentali, non contestate dal Gestore, l'Autorità ha accertato la violazione, da parte del Gestore di rete, dell'obbligo di garantire uno standard di comunicazione con il reclamante in relazione alle richieste di prestazioni tecniche e commerciali, e di attuare le disposizioni regolatorie in materia di rilevazione e archiviazione delle misure nei punti di riconsegna (con o senza *smart metering*) e di messa a disposizione dei dati di misura e relativi indennizzi automatici, in violazione dei paragrafi 2, 3 e 4 della determina 4/2015 – DMEG e degli articoli 50, 51 e 52 del TIVG.

Con la delibera 30 luglio 2024, 323/2024/E/gas, "*Decisione del reclamo presentato da Energy-Trade S.p.A. Unipersonale, nei confronti di Nuceria Distribuzione S.r.l.*", analogamente a quanto fatto nelle precedenti delibere 143/2024/E/gas e 322/2024/E/gas, l'Autorità ha stigmatizzato la mancata partecipazione del Gestore di rete al procedimento di trattazione del reclamo e, in particolare, le inadempienze da esso commesse, in termini di mancato riscontro sia alle richieste di prestazioni tecniche e commerciali e solleciti del reclamante, che alla richiesta di informazioni e al sollecito inviati dall'Autorità, che denotano una condotta contraria ai canoni di buona fede e collaborazione a cui gli operatori del settore devono improntare la propria condotta nei rapporti tra i medesimi.

Nel merito, l'Autorità ha accertato che il reclamante, nel corso dell'istruttoria, ha fornito puntuale e circostanziata evidenza documentale delle diverse comunicazioni in relazione alle richieste (non contestate dal Gestore) di prestazioni tecniche e commerciali, essenziali per la gestione dei contratti con i clienti finali titolari dei PdR, nonché dei solleciti e dei reclami trasmessi al Gestore, con riferimento alle quali non è stato fornito riscontro.

Di contro, su richiesta e successivo sollecito da parte dell'Autorità, il Gestore non ha fornito alcun esito utile per la valutazione delle condotte contestate, né con riferimento alla gestione delle prestazioni tecniche e commerciali, né con riferimento alla rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura.

Pertanto, l'Autorità ha accertato la violazione, da parte del Gestore di rete, delle disposizioni di cui agli articoli 3 e 4 dell'Allegato A alla delibera 294/06 e degli articoli 3 e 4 dell'Allegato C alla delibera 77/2018/R/gas, in base alle quali avrebbe dovuto garantire l'erogazione di prestazioni tecniche e commerciali riferibili ad alcuni PdR, essenziali per la gestione, da parte del reclamante, dei rapporti contrattuali con i clienti finali titolari dei PdR stessi. In particolare, il Gestore di rete avrebbe dovuto assicurare, al reclamante, l'accesso al portale informatico, nonché la trasmissione al SII dei flussi di lettura di *switch in* e di *switch out* relativi ai richiamati PdR.

Con la delibera 12 novembre 2024, 466/2024/E/gas, "*Decisione del reclamo presentato da Audax Energia S.r.l., nei confronti di Nuceria Distribuzione S.r.l.*", l'Autorità – analogamente alle precedenti delibere 143/2024/E/gas, 322/2024/E/gas e 323/2024/E/gas – ha stigmatizzato le inadempienze del Gestore, sia in termini di mancato riscontro alle richieste di prestazioni tecniche e commerciali e solleciti del reclamante, che alla richiesta di informazioni e al sollecito inviati dall'Autorità, che denotano una condotta contraria ai canoni di buona fede e collaborazione a cui gli operatori del settore devono improntare la propria condotta nei rapporti tra i medesimi.

Nel merito, l'Autorità ha accertato che il reclamante ha fornito puntuale e circostanziata evidenza documentale delle diverse comunicazioni in relazione alle richieste (non contestate dal Gestore) di messa a disposizione dei dati di misura, essenziali per la gestione dei contratti con i clienti finali titolari dei PdR, nonché del sollecito e della contestazione al Gestore, di cui non è stato fornito riscontro.

Pertanto, è stato accertato che il Gestore di rete, in violazione degli articoli 3 e 4 dell'Allegato C alla delibera 77/2018/R/gas e degli articoli 50, 51 e 52 del TIVG, non ha provveduto alla rilevazione, archiviazione e messa a disposizione dei dati di misura, in occasione del cambio fornitore, funzionali all'erogazione della fornitura in relazione ai PdR contestati.

Inoltre, con riferimento all'accertata mancata messa a disposizione dei dati di misura periodici per i PdR in questione, l'Autorità ha affermato che il Gestore è tenuto a corrispondere al reclamante gli indennizzi automatici previsti dall'articolo 52 del TIVG.

Contenzioso

L'analisi degli esiti del contenzioso dell'anno 2024 (gennaio-dicembre) consente di valutare gli effetti del sindacato giurisdizionale sugli atti di regolazione dell'Autorità nei settori di propria competenza, sia con riguardo ai profili sostanziali, sia con riguardo a quelli procedurali.

Per i dati relativi ai procedimenti giurisdizionali incardinati presso il Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia (TAR Lombardia), sede Milano, e presso il Consiglio di Stato, nel periodo compreso tra il 1997 e il 2024, si rinvia alle tavole 11.15 e 11.16, mentre per il dato relativo alla stabilità dell'azione amministrativa si rinvia alla tavola 11.17, dalla quale si può evincere, in termini statistici, l'indicazione sulla resistenza dei provvedimenti dell'Autorità al vaglio del sindacato giurisdizionale.

TAV. 11.15 Esiti del contenzioso dal 1997 al 2024

CONTENZIOSO	RIGETTO	ACCOGLIMENTO	ACCOGLIMENTO PARZIALE
Decisioni del TAR - su istanza di sospensiva - di merito	531 1.639	334 433	57 376
Decisioni del Consiglio di Stato - su appelli dell'Autorità - su appelli della controparte	277 359	207 65	62 110

Fonte: ARERA.

TAV. 11.16 Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2024

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

(segue)

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
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	50	3	7	21	9	1	23
2023	322	9	0	14	20	9	64	3	6	15	5	4	42
2024	118	0	0	12	25	30	78	1	2	3	3	3	13
TOTALE	4.600	334	57	531	433	376	1.639	207	62	277	65	110	359

(A) Il numero dei ricorsi viene ricostruito facendo riferimento ai ricorsi incardinati nell'anno di riferimento, anche se eventualmente riferentesi a provvedimenti adottati l'anno precedente.

Fonte: ARERA.

TAV. 11.17 Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2024

ANNO	N. ATTI EMESSI	N. DELIBERE IMPUGNATE (***)	% DELIBERE IMPUGNATE SUL TOTALE DELLE EMESSE	N. DELIBERE ANNULLATE (**)	% DELLE DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE IMPUGNATE	% DELLE DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE ATTI EMESSI	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

(segue)

ANNO	N. ATTI EMESSI	N. DELIBERE IMPUGNATE (***)	% DELIBERE IMPUGNATE SUL TOTALE DELLE EMESSE	N. DELIBERE ANNULLATE (**)	% DELLE DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE IMPUGNATE	% DELLE DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE ATTI EMESSI	N. RICORSI (*)
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
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	5	6,1	0,7	169
2015	668	88	13,2	23	26,1	3,4	125
2016	823	92	11,2	17	18,5	2,1	199
2017	928	189	20,4	84	44,4	9,1	180
2018	715	110	15,4	42	38,2	5,9	83
2019	580	42	7,2	12	28,6	2,1	62
2020	609	49	8,0	10	20,4	1,6	144
2021	639	66	10,3	26	39,4	4,1	74
2022	745	102	13,7	5	4,9	0,7	1.081
2023	640	60	9,4	4	6,7	0,6	322
2024	601	38	6,3	0	0,0	0,0	118
TOTALE	13.846	1.500	10,8	368	24,5	2,7	4.600

(*) 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 atti complessivamente emessi in quell'anno.

Fonte: ARERA (dati disponibili al 31 dicembre 2024).

Su un totale di 13.846 atti complessivamente approvati (delibere, segnalazioni, memorie, ecc.) dall'Autorità sin dal suo avvio (aprile 1997-31 dicembre 2024), sono state impugnate 1.500 delibere, pari al 10,8% e ne sono state annullate in via definitiva (con sentenza passata in giudicato), in tutto o in parte, 368, pari al 24,5% del totale delle delibere impugnate e al 2,7% di tutti gli atti complessivamente adottati. In termini statistici, l'indice di resistenza delle delibere dell'Autorità al controllo giurisdizionale si attesta attorno al 97,3%.

Nell'anno 2024, si è registrato un decremento del contenzioso in termini di numero di ricorsi rispetto all'anno precedente, in linea con la media storica: 118 nel 2024, 322 nel 2023, rispetto ai 1.081 ricorsi nel 2022 (74 ricorsi nel 2021, 144 nel 2020).

Nel corso dell'anno 2024, 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 ad una sintesi, per settori di materia, delle decisioni di maggiore interesse del TAR Lombardia, sede Milano, e del Consiglio di Stato.

Mercati all'ingrosso

In materia di provvedimenti prescrittivi adottati ex delibera 342/2016/E/eel in materia di strategie di programmazione non diligenti di immissioni e prelievi di energia elettrica degli anni 2015-2016 e del riesercizio del potere che è seguito all'annullamento parziale di essi (negli anni 2020-2021) per difetto di istruttoria in merito al presunto risparmio di spesa derivante dagli sbilanciamenti in controfase rispetto allo stato effettivo del sistema, con la sentenza n. 3274/2024, il Consiglio di Stato (sez. II) si è definitivamente pronunciato sulla legittimità del provvedimento di riesercizio del potere adottato dall'Autorità, tra l'altro, chiarendo che: *"dall'altro ancora, il carattere riparatorio e non sanzionatorio della misura, che non è volta a punire un dato comportamento (anche) con finalità di deterrenza, ma a ricondurre a equilibrio il sistema, esclude che l'utente del dispacciamento possa vantare un affidamento legittimo da opporre all'applicazione 'retroattiva' – o, più precisamente, 'ora per allora' – del 'segno reale': l'utente del servizio di dispacciamento era – o poteva e doveva esserlo, adottando la diligenza richiesta dalla natura dell'attività d'impresa esercitata – ben consapevole dell'obbligo di programmare immissioni e prelievi utilizzando le migliori stime in conformità ai principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza ed è principio generale del diritto quello che impone di riparare i danni provocati da comportamenti illeciti (in questo caso, la lesione dei diritti degli utenti di cui all'art. 2, co. 20, lett. d), della legge n. 481 del 1995); se dunque il 'segno reale' è idoneo a misurare tale lesione – e lo è, per le ragioni sopra esposte e per quelle che verranno illustrate in seguito – la sua applicazione 'ora per allora' non comporta la violazione dei principi di legalità e trasparenza denunciata dall'odierna appellante".* Anche per le condotte di programmazione non diligente di immissioni e prelievi degli anni 2012-2014, con la sentenza n. 6990/2024, il Consiglio di Stato (sez. II) ha sancito definitivamente la legittimità dei provvedimenti di valorizzazione degli sbilanciamenti (ex delibera 333/2016/R/eel), ritenendo che: *"In proposito si rileva che nella fattispecie in esame non vi è stato un procedimento sanzionatorio, bensì un procedimento di valorizzazione degli sbilanciamenti, con conseguente ripetizione ex art. 2033 c.c. delle somme indebitamente trattenute dal (...) s.p.a. come sovraremunerazione. In simile contesto «l'obbligazione imposta dall'Autorità non si atteggia dunque quale misura punitiva/risarcitoria, assunta avuto riguardo esclusivamente alla condotta illecita dell'operatore economico, da sanzionare in quanto espressiva di disvalore giuridico secondo un giudizio ordinamentale, bensì configura una misura prescrittiva di obbligazioni a carico dell'esercente e dell'utente del servizio di dispacciamento, adottata per rimediare ad una lesione dei diritti dell'utenza finale, riparando le conseguenze che gli sbilanciamenti effettivi – illeciti, in quanto violativi del programma vincolante ex art. 14 del. n. 111/06 cit. – hanno prodotto sulla formazione del corrispettivo uplift traslabile sull'utenza finale, costituente, dunque, la parte effettivamente tutelata attraverso l'intervento provvedimentale in contestazione"*.

In tema di *capacity market* e dei parametri economici definiti dall'Autorità per le procedure concorsuali degli anni 2022 e 2023 (delibera 363/2019/R/eel), con la sentenza n. 1026/2024, il TAR Lombardia (sez. I) ha rilevato, più in generale, sul meccanismo di remunerazione della capacità, che: *"In ogni caso, va rilevato che a fronte dell'ineludibile e complesso processo di transizione energetica, non può non essere nel contempo garantito un adeguato livello di sicurezza e di qualità del mercato dell'energia elettrica, assicurato appunto dal mercato della capacità, come già positivamente vagliato in sede europea. In altri termini l'assunto delle ricorrenti muove da un presupposto errato e non dimostrato, ovvero che il mercato della capacità così come costruito a livello nazionale e assentito in sede europea sia incompatibile o, comunque, alternativo, con il processo di transizione energeti-*

ca. La tesi delle ricorrenti non può che essere recessiva rispetto alla complessità dei fenomeni da disciplinare e rispetto alle acclamate carenze del mercato dell'energia elettrica per raggiungere e mantenere uno standard di affidabilità".

In tema di aggiornamento della componente CRV_{ST} della tariffa di trasporto gas (delibera 297/2023/R/com), con le sentenze nn. 3008, 3014, 3015, 3016, 3017, 3018, 3019 e 3020 del 2024, il TAR Lombardia (sez. I) ha precisato la natura di tale componente: *"La variabile CRV_{ST} costituisce quindi un onere di sistema che le imprese di trasporto debbono versare alla Cassa e quindi è una parte obbligatoria della tariffa, la cui determinazione incide direttamente sulla tariffa finale che l'utente del servizio paga – c.d. bolletta – per cui integra il contratto di fornitura del cliente finale nella parte tariffaria"*; ha ritenuto infondata la censura di disparità di trattamento rispetto ai clienti industriali connessi direttamente alla rete di trasporto in quanto *"la disparità di trattamento si verifica laddove l'Amministrazione, rispetto a fattispecie identiche o analoghe, adotti senza adeguata motivazione provvedimenti con contenuto differente. Nel caso di specie la componente CRV_{ST} è dovuta in considerazione del diverso metodo di approvvigionamento del gas scelto dall'impresa. Poiché la diversità delle situazioni organizzative scelte dall'impresa produce effetti diretti e determinanti sulla composizione della tariffa, deve escludersi che sussista quell'identità o somiglianza tra le situazioni di fatto che sola potrebbe giustificare l'unificazione dei trattamenti tariffari"*.

Mercati retail e tutela dei consumatori

Con riguardo al meccanismo di compensazione dei costi fissi sostenuti dagli esercenti il servizio di maggior tutela (delibera 659/2015/R/eel), con la sentenza n. 1760/2024, il TAR Lombardia (sez. I) ha ribadito che il principio della salvaguardia dell'equilibrio economico-finanziario, sebbene rappresenti un fulcro importante della regolazione tariffaria dei mercati dei servizi pubblici, non assurga mai al rango di valore assoluto. Per il TAR *"la determinazione statale delle tariffe, infatti, è in primo luogo rivolta a garantire che queste ultime siano coerenti con i costi sostenuti e che l'utente finale non sia soggetto a prezzi esorbitanti, rispetto a beni, come l'energia elettrica, caratterizzati da una specifica e complessa reperibilità sul mercato e dall'altra è volta ad assicurare in modo uniforme, alle aziende, una remunerazione che tenga conto degli specifici costi aziendali, nello specifico settore di mercato amministrato"*; nel caso di specie, osserva il giudice, *"la componente RCV a remunerazione degli esercenti la maggior tutela è volta al raggiungimento di una gestione efficiente del servizio, tenendo conto dell'equilibrio economico-finanziario delle aziende, affiancando – e non sostituendo – comportamenti virtuosi degli imprenditori"*.

In materia di tutela decisoria di terzo livello delle controversie tra cliente o utente finale e operatore o gestore (delibera 639/2017/R/com), in un contenzioso promosso da un'associazione di categoria, il TAR Lombardia (sez. I), con sentenza n. 3129/2024, ha ricordato che *"il rimedio giustiziale in analisi, seppur di esclusivo appannaggio dell'utente o cliente finale, è solo 'facoltativo', sicché non risulta in alcun modo escludente la tutela giurisdizionale né rappresenta un'indebita condizione di procedibilità per l'esercizio dell'azione giurisdizionale stessa dinanzi al G.O."*; inoltre, *"l'eventuale proposizione del rimedio non inibisce allo stesso operatore economico di poter trovare tutela dinanzi al giudice naturale precostituito per legge. Resta, infatti, impregiudicata la possibilità in capo a ogni singolo operatore di potere contrastare l'eventuale deliberazione negativa dinanzi al G.A."*.

In materia di titoli di efficienza energetica, in seguito a verifica, il Consiglio di Stato (sez. VI), con sentenza n. 3432/2024, ha precisato, in merito alle Linee Guida adottate dall'Autorità, che: *"la ratio di tale normativa va individuata nella necessità che il rilascio dei titoli di efficienza energetica, ossia dei certificati bianchi, sia sottoposta ad un rigoroso procedimento di verifica che viene avviato dall'operatore interessato con la presentazione di un progetto in grado di fornire una previsione in ordine ai risparmi conseguibili da ciascun cliente partecipante, tenendo conto delle sue caratteristiche, sia prima che dopo l'intervento di recupero o efficientamento energetico; senza il preventivo progetto non è possibile apprezzare l'entità del risparmio energetico, non essendo noto il dato dei consumi riferiti alla situazione di partenza e alla tipologia di apparato utilizzato"; "ai fini della certificazione occorre la necessaria ed univoca correlazione tra progetto e clienti finali partecipanti, non essendo prevista la possibilità di replicare una PPPM con clienti finali diversi da quelli oggetto della Proposta. Infatti, a ciascuna PPPM afferiscono specifiche richieste di Certificazione e Verifica dei risparmi energetici; pertanto, non è possibile ricorrere o fondarsi su metodologie presentate (ed eventualmente approvate dalle Autorità competenti) nell'ambito di altri interventi o riferiti ad altri clienti finali".*

Regolazione tariffaria e delle infrastrutture

In materia di tariffe di rigassificazione del gas naturale liquefatto (GNL) (delibera 392/2016/R/gas), con la sentenza n. 1755/2024, il TAR Lombardia (sez. I) ha precisato che: *"è fondamentale in subiecta materia la fiducia che gli operatori e gli utenti di un servizio 'regolato' devono poter nutrire sulla certezza e la stabilità del quadro precettivo e, consequenzialmente, sulla affidabilità, prevedibilità e calcolabilità delle decisioni della Autorità 'reggente' il settore. In tal guisa, invero, gli stessi operatori economici hanno la possibilità di consapevolmente orientare la propria condotta e forgiare le scelte di impresa. Di qui la irremissibile esigenza di stabilità e di certezza del diritto, al fine di garantire la fiducia e l'affidamento degli operatori economici e degli utenti del servizio di rilevanza pubblicistica soggetto a regolazione e vigilanza. Sono tali pregnanti interessi ad ostare irrimediabilmente alla giuridica ammissibilità di azioni giurisdizionali – quale quella che ne occupa – volte a censurare a distanza di tempo regole, e consequenziali atti applicativi, già inveratesi e concretatesi in passato senza che, all'uopo, si sia provveduto a tempestivamente dolersene. La mancata impugnazione delle scelte regolatorie, siccome univocamente interpretate dalla medesima Autorità che le ha dettate, allorquando esse si sono irrefragabilmente dispiagate in tutta la loro valenza precettiva e latitudine applicativa (siccome avvenuto, nella fattispecie che ne occupa, con la deliberazione n. 335/2014/R/gas) preclude, indi, la proposizione di futuro di doglianze in allora – allorquando, cioè, era ben divenuta 'percepibile' la asserita lesione della sfera giuridica – non tempestivamente formulate".*

In materia di regolazione tariffaria del servizio di distribuzione dell'energia elettrica (delibera 115/2016/R/eel), con sentenza n. 1610/2024, il TAR Lombardia (sez. I), nel richiamare la propria consolidata giurisprudenza sulle rettifiche tardive, ha statuito che *"legittimamente l'Autorità ha disposto che le rettifiche di dati patrimoniali, qualora comportino vantaggi per l'impresa, siano accettate con decorrenza dal primo anno tariffario successivo rispetto all'anno in cui sono emerse le suddette rettifiche (anno tariffario 2016)" in quanto "la mancata considerazione delle rettifiche in senso positivo è posta a tutela della posizione degli utenti in ordine alla certezza delle tariffe di riferimento e si armonizza con il principio di economicità e redditività della tariffa".* Non sfugge che l'articolo 14.3 del TIT è stato ritenuto espressione di un *"principio generale della regolazione tariffaria, basato sulla necessità di evitare comportamenti opportunistici dei soggetti regolati a danno degli utenti e volto a garantire, proprio nei confronti di questi, il buon andamento dell'azione amministrativa e la certezza del diritto (Cons. Stato, sez. II, n. 9602 dell'8.11.2023)".*

Servizio idrico integrato

In tema di riconoscimento di oneri finanziari sui conguagli nella disciplina tariffaria dei servizi idrici, l'Adunanza Plenaria del Consiglio di Stato, con sentenza non definitiva n. 15/2024, ha disposto una consulenza tecnica d'ufficio (la prima della storia dell'Adunanza Plenaria) sul tema, ponendo una serie di quesiti. Tra l'altro, con tale sentenza, l'Adunanza Plenaria è intervenuta sull'ammissibilità dell'intervento adesivo-dipendente degli altri soggetti incisi dall'atto regolatorio generale, precisando: *"Alla luce di quanto sopra argomentato, è evidente l'erroneità della tesi secondo cui, una volta che sia stato validamente instaurato (da uno dei suoi destinatari) un giudizio intorno alla legittimità dell'atto generale, non vi sarebbe più alcuna ragione di invocare l'elusione del termine di decadenza al fine di precludere l'intervento adesivo-dipendente degli altri soggetti incisi. Se si ammettesse l'intervento tardivo del cointeressato decaduto, questi divenuto parte del giudizio potrebbe azionare gli effetti conformativi del giudicato di annullamento, essendo la sua posizione soggettiva ricompresa nel giudicato materiale. Ciò avverrebbe in evidente elusione dei termini decadenziali, in tutte le ipotesi in cui l'obbligo conformativo dell'Amministrazione di colmare 'ora per allora' il vuoto regolatorio determinato dal giudicato, non deve necessariamente riguardare 'indivisibilmente' tutti i rapporti astrattamente regolati dall'atto generale annullato. Il caso oggetto del presente giudizio è, sul punto, eloquente. L'atto impugnato, riguardante la definizione dei costi ammissibili e dei criteri per la determinazione delle tariffe a copertura di questi costi, costituisce manifestazione di una funzione di regolazione centralizzata in capo all'Autorità (per l'esigenza di definire un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri omogenei), destinata ad essere recepita a livello locale (la tariffa base viene predisposta dai diversi enti di governo dell'ambito, nell'osservanza del metodo tariffario regolato dall'Autorità). Il vincolo conformativo derivante dal giudicato di annullamento dell'atto di regolazione tariffaria, all'esito del giudizio instaurato da un determinato operatore economico, non comporta l'obbligo, per tutte le amministrazioni locali, di revisionare a distanza di anni convenzioni e tariffe praticate da altri gestori che non abbiano tempestivamente proposto impugnazione"*.

Contenzioso post sanzioni

In materia di sanzioni amministrative pecuniarie per violazione della regolazione tariffaria del servizio idrico integrato, con sentenza n. 1093/2024, il TAR Lombardia (sez. I) ha così rilevato: *"nessuna circostanza può mandare esente la società dall'inadempimento dell'obbligo di comunicazione dei dati nella presente materia, trattandosi di una violazione il cui disvalore è in sé, qualificabile come illecito di mera condotta, non essendo a tal fine necessario che l'Autorità procedente dimostri la sussistenza di danni concreti a carico di uno dei soggetti del sistema, essendo al contrario sufficiente l'accertamento del verificarsi della condotta vietata, rilevando l'eventuale pregiudizio cagionato agli utenti solo ai fini della gravità dell'illecito, ossia per la quantificazione della sanzione, non essendone un elemento costitutivo (TAR Lombardia, Milano, sez. III, 18 maggio 2015, n. 1188 e 11 febbraio 2011, n. 458)"*.

In tema di sanzioni per violazione della regolazione in materia di *switching* (delibera 138/04), con sentenza n. 3128/2024, il TAR Lombardia (sez. I) ha rilevato come il distributore, illegittimamente, si fosse arrogato *"l'onere di verificare la sussistenza della volontà della sostituzione da parte dell'utente finale all'atto della richiesta di switching da parte del venditore, con il conseguente potere di diniego"* qualora il venditore non avesse fornito *"la documentazione attestante la volontà del cliente finale di recedere dal precedente rapporto contrattuale"*;

tuttavia, *"risulta parimenti vero che nessuna previsione regolatoria prevede il dovere o la facoltà dell'impresa di distribuzione di rifiutare l'accesso alla rete a fronte della mancanza di tale documentazione"*.

Con riguardo alle sanzioni per illegittime richieste di chiusura del punto di riconsegna per sospensione della fornitura gas, il Consiglio di Stato (sez. II), con sentenza n. 4909/2024, in materia di quantificazione della sanzione, ha ritenuto che: *"In questo contesto gli indici elencati nell'art. 26 del regolamento (sotto la rubrica 'Gravità della violazione') non costituiscono autonomi criteri di quantificazione della sanzione, ma elementi di giudizio, o se si preferisce sotto-criteri, dai quali desumere la gravità della violazione che costituisce il parametro per la determinazione dell'importo base della sanzione. Ciò si traduce nella necessità che l'Autorità, nel suo provvedimento sanzionatorio, specifichi i sotto-criteri sulla cui scorta ha ritenuto più o meno grave la violazione, rendendo possibile il controllo ex post della congruità e della coerenza del suo giudizio"*.

In materia di sanzioni amministrative pecuniarie per violazione delle disposizioni relative alla qualità contrattuale e alla misura del servizio idrico integrato, con riferimento alla durata complessiva del procedimento sanzionatorio, con la sentenza n. 4694/2024, il Consiglio di Stato (sez. II) ha ribadito il proprio orientamento sulla perentorietà del termine di conclusione del procedimento, per cui se *"la previsione di un preciso limite temporale per l'irrogazione della sanzione costituisce una condizione essenziale – prevista dalla legge – di certezza del diritto e di garanzia del privato, anche in considerazione della natura sostanzialmente penale delle sanzioni irrogate dall'Autorità, è giocoforza ritenere che non solo i termini del procedimento, ma anche gli eventi che incidano su di essi, sospendendoli o prorogandoli, debbano essere normativamente predeterminati"*; pertanto, *"sebbene la sospensione possa essere legittimamente disposta ove motivata dal compimento di uno o più atti sopra indicati, non è, tuttavia, consentito all'Autorità sospendere reiteratamente il procedimento ogni qualvolta ravvisi la necessità di un approfondimento istruttorio"*.



CAPITOLO

12



**ATTUAZIONE DELLA
REGOLAZIONE,
COMUNICAZIONE,
ORGANIZZAZIONE
E RISORSE**

INTERSETTORIALE

Attività propedeutica alla regolazione e provvedimenti adottati nel 2024

Attività di consultazione

L'Autorità svolge da sempre un'intensa attività di consultazione pubblica, sia su provvedimenti regolatori di carattere generale nei settori di competenza, sia su provvedimenti di natura programmatica di rilevante importanza istituzionale, al fine di arricchire e rendere sempre più trasparente il percorso decisionale.

Nel corso del 2024 sono stati adottati 42 documenti per la consultazione (Tav. 12.1), in leggero aumento rispetto al dato dell'anno precedente (nel 2023 ne sono stati adottati 39), ma in linea con il *trend* storico se si estende l'orizzonte temporale di riferimento. La durata media delle consultazioni nel 2024 è stata di 36 giorni (rispetto ai 30 in media del 2023).

In particolare, nel 2024, sono stati pubblicati 14 documenti per la consultazione per il settore del gas, 13 documenti per la consultazione per il settore dell'energia elettrica e 9 documenti relativi ad aspetti della regolazione trasversali ai settori dell'energia elettrica e del gas naturale; lato ambiente, sono stati pubblicati 2 documenti per la consultazione per il settore idrico integrato, 2 documenti per la consultazione per il settore del ciclo dei rifiuti, 1 documento per il servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento, nonché 1 documento di consultazione su profili di regolazione trasversale ai settori del teleriscaldamento e dell'idrico. Con riferimento ai temi istituzionali, nel 2024 si è svolta la consultazione per l'aggiornamento del Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza 2025-2027 in coerenza con le indicazioni dell'Autorità Nazionale Anticorruzione (ANAC). Degne di nota sono anche le Audizioni annuali periodiche, svoltesi online il 25 e 26 novembre 2024. Questo processo di confronto pubblico, focalizzato principalmente sui temi della fine del regime di tutela nei settori del gas ed elettricità nel mercato *retail* e dell'impatto degli eventi climatici estremi sulle infrastrutture energetiche e idriche, ha contribuito alla pianificazione e al coordinamento delle strategie di fine consiliatura dell'Autorità.

Nel corso del 2024, l'Autorità, in ragione della rilevanza e complessità dei temi, ha svolto attività di Analisi di impatto della regolazione (AIR), nell'ambito del:

- procedimento per la revisione della regolazione della Bolletta 2.0, avviato con delibera 516/2023/R/com cui ha già fatto seguito un primo documento per la consultazione (517/2023/R/com) e un secondo (136/2024/R/com), chiuso con delibera 315/2024/R/com;
- procedimento per la definizione della regolazione tariffaria del servizio di teleriscaldamento da applicare dal 1° gennaio 2025, avviato con delibera 638/2023/R/tlr, cui è seguito il primo documento per la consultazione 214/2024/R/tlr;
- procedimento per l'aggiornamento e la revisione della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale avviato con delibera 548/2024/R/com.

Inoltre, in linea con la tendenza degli ultimi anni, si è andato progressivamente ampliando il numero di provvedimenti sottoposti al doppio round di consultazione e quindi sostanzialmente assimilabili all'AIR. Per il 2024, si segnala:

- il procedimento avviato con delibera 70/2023/R/gas ai fini dell'ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato n. 8523 del 5 ottobre 2022, e n. 7386 del 27 luglio 2023, in materia di criteri di regolazione delle tariffe del servizio di trasporto di gas naturale per i periodi regolatori 2014-2017 e 2018-2019, cui ha fatto seguito, nel 2023, il primo documento per la consultazione (424/2023/R/gas), nel 2024 il secondo documento per la consultazione (103/2024/R/gas) e il provvedimento finale 314/2024/R/gas di chiusura del procedimento per l'ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato n. 8523 del 5 ottobre 2022, e n. 7386 del 27 luglio 2023, in materia di regolazione delle tariffe del servizio di trasporto di gas naturale per i periodi regolatori 2014-2017 e 2018-2019;
- il procedimento di revisione della disciplina del codice di rete tipo per il servizio di distribuzione del gas naturale (CRDG), avviato con la delibera 249/2023/R/gas, a cui è seguito, nel 2023, un primo documento per la consultazione (341/2023/R/gas) focalizzato sui temi della fatturazione e delle garanzie ammesse. A tale documento ha fatto seguito, nel 2024, il secondo documento per la consultazione (356/2024/R/gas), con il quale l'Autorità ha presentato i propri orientamenti finali; nel 2024, tenuto conto degli esiti della consultazione l'Autorità, con delibera 94/2024/R/gas, ha adottato il provvedimento recante Prime disposizioni in merito alla disciplina delle garanzie per l'accesso al servizio di distribuzione del gas naturale;
- il procedimento per la definizione di uno schema tipo di bando di gara per l'affidamento del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani, avviato nel 2023 con delibera 50/2023/R/rif ed oggetto, nello stesso anno, di un primo documento per la consultazione (514/2023/R/rif), al quale ha fatto seguito, nel 2024, il secondo documento per la consultazione (450/2024/R/rif), in cui, l'Autorità, alla luce degli ulteriori approfondimenti effettuati in seguito alle risultanze del primo round di consultazione, ha presentato i propri orientamenti finali. Il procedimento si è concluso con la delibera 596/2024/R/rif, che ha definito lo schema tipo di bando di gara per l'affidamento del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani.

TAV. 12.1 Documenti per la consultazione adottati nel 2024 (gennaio-dicembre)

DATA	RUBRICA	SETTORE	TITOLO
06/02/2024	36/2024/R/gas	Gas	Orientamenti per la semplificazione e l'accelerazione delle procedure per l'effettuazione delle gare per il servizio di distribuzione del gas naturale
22/02/2024	49/2024/R/eel	Elettricità	Servizio a tutele graduali per le piccole imprese. Orientamenti per la revisione della regolazione del servizio e delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio
27/02/2024	56/2024/R/gas	Gas	Criteri di regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto, per il sesto periodo di regolazione (6PR GNL). Orientamenti dell'Autorità sui criteri di determinazione del tasso di variazione di inflazione e deflatore degli investimenti in coerenza con i criteri ROSS e sul trattamento delle variazioni del tasso di remunerazione del capitale investito
05/03/2024	67/2024/R/gas	Gas	Orientamenti in tema di valutazione per eventuale riconoscimento degli effetti derivanti dalla rettifica, da parte dell'ISTAT, dei dati utilizzati per la determinazione del tasso di variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi, per i servizi di distribuzione e misura del gas
05/03/2024	70/2024/R/gas	Gas	Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di gas naturale: modalità e condizioni di accesso
26/03/2024	102/2024/R/eel	Elettricità	Parametri economici del mercato della capacità per gli anni di consegna 2025, 2026 e 2027
26/03/2024	103/2024/R/gas	Gas	Ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato n. 8523 del 5 ottobre 2022, e n. 7386 del 27 luglio 2023, in materia di criteri di regolazione delle tariffe del servizio di trasporto di gas naturale per i periodi regolatori 2014-2017 e 2018-2019. Orientamenti finali

(segue)

DATA	RUBRICA	SETTORE	TITOLO
09/04/2024	136/2024/R/com	Gas/Elettricità	Revisione della regolazione della bolletta 2.0 per maggiore semplicità, comprensibilità e uniformità. Orientamenti finali
08/05/2024	169/2024/R/eel	Elettricità	Servizio di maggior tutela per i clienti domestici vulnerabili. Orientamenti per la revisione delle modalità di determinazione delle componenti di commercializzazione del servizio di maggior tutela
08/05/2024	170/2024/R/eel	Elettricità	Sistema di incentivazione per la promozione della riduzione del costo del dispacciamento – periodo 2025-2030
21/05/2024	190/2024/R/com	Gas/Iidrico/ Elettricità/ Teleriscaldamento	Orientamenti per l'allineamento dei servizi dello Sportello per il consumatore energia e ambiente alle nuove dinamiche dei mercati energetici e per l'ulteriore efficientamento delle relative discipline procedurali
21/05/2024	194/2024/R/eel	Elettricità	Superamento del prezzo unico nazionale e relativa componente perequativa. Orientamenti dell'Autorità
23/05/2024	200/2024/R/com	Gas/Elettricità	Interventi di aggiornamento ed efficientamento del Codice di condotta commerciale a vantaggio dei clienti finali di energia elettrica e gas naturale
28/05/2024	204/2024/R/eel	Elettricità	Aggiornamento della disciplina del dispacciamento: modifiche al TIDE e servizio di riduzione dei prelievi
28/05/2024	211/2024/R/eel	Elettricità	Orientamenti dell'Autorità per l'attuazione di quanto disposto dall'art. 34- <i>bis</i> del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162 e s.m.i. in tema di agevolazioni per la fornitura di energia elettrica alle infrastrutture di <i>cold ironing</i>
28/05/2024	214/2024/R/tlr	Teleriscaldamento	Orientamenti iniziali per la definizione del metodo tariffario per il servizio di teleriscaldamento
04/06/2024	221/2024/R/gas	Gas	Modifiche alla disciplina del settlement e del bilanciamento nel settore del gas naturale. Orientamenti per la revisione della regolazione
18/06/2024	239/2024/R/com	Gas/Elettricità	Orientamenti in materia di scenari per i Piani di sviluppo delle reti energetiche
18/06/2024	245/2024/R/idr	Iidrico	Orientamenti per la definizione di uno schema tipo di bando di gara per l'affidamento del servizio iidrico integrato
18/06/2024	247/2024/R/com	Gas/Elettricità	Documento per la consultazione rinnovo dell'offerta PLACET di gas naturale di cui all'articolo 2.3 della deliberazione dell'Autorità 100/2023/R/com rivolta ai clienti finali non vulnerabili (offerta PLACET in deroga)
25/06/2024	257/2024/R/gas	Gas	Orientamenti dell'Autorità per la revisione del livello di prelievo annuo del punto di riconsegna servito nell'ambito del servizio di default distribuzione, oltre il quale l'impresa di distribuzione è tenuta a porre in essere le iniziative giudiziarie finalizzate a ottenere la disalimentazione fisica del PDR
02/07/2024	271/2024/R/com	Gas/Elettricità	Revisione delle modalità di allocazione dei costi del servizio di riempimento di ultima istanza gas, in attuazione della deliberazione dell'Autorità 182/2024/R/gas
23/07/2024	313/2024/R/gas	Gas	Riconoscimento degli investimenti nei comuni montani in zona climatica F e nei comuni beneficiari di contributi ai sensi della deliberazione CIPE 5/2015
23/07/2024	316/2024/R/com	Gas/Elettricità	Messa a disposizione per il tramite del Portale consumi alle parti terze autorizzate dai clienti finali dei dati di misurazione dell'energia elettrica e del gas naturale: individuazione dei soggetti autorizzabili e definizione delle modalità procedurali
30/07/2024	332/2024/R/eel	Elettricità	Servizio di salvaguardia dell'energia elettrica. Orientamenti per la revisione di alcuni aspetti della regolazione del servizio e delle procedure concorsuali per l'assegnazione del medesimo servizio

(segue)

DATA	RUBRICA	SETTORE	TITOLO
30/07/2024	340/2024/R/com	Gas/Elettricità	Criteri di rivalutazione dei costi di capitale per i servizi infrastrutturali dell'energia elettrica e del gas. Orientamenti dell'Autorità
30/07/2024	341/2024/R/eel	Elettricità	Estensione del meccanismo di accelerazione degli interventi di sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica
30/07/2024	342/2024/R/com	Gas/Elettricità	Tasso di remunerazione del capitale investito. Orientamenti per la definizione del parametro beta e l'aggiornamento dei parametri per il sub-periodo 2025-2027
30/07/2024	345/2024/R/eel	Elettricità	Modalità e termini per la dichiarazione, da parte delle imprese energivore, della modalità adottata per ottemperare alle <i>green conditionalities</i> e per il recupero, da parte di CSEA, degli importi delle agevolazioni percepite in caso di inadempienza
30/07/2024	347/2024/R/eel	Elettricità	Aggiornamento della deliberazione dell'Autorità ARG/elt 179/09, in merito alle modalità di esecuzione dei contratti di approvvigionamento dall'estero, di cui all'articolo 32, comma 6, della legge 99/09
10/09/2024	356/2024/R/gas	Gas	Aggiornamento della disciplina del codice di rete tipo per il servizio di distribuzione del gas naturale (CRDG) in tema di garanzie e di pagamenti: orientamenti finali
22/10/2024	420/2024/E/rif	Rifiuti	Orientamenti per la graduale estensione al settore dei rifiuti urbani del sistema di tutele per l'empowerment e la risoluzione delle controversie dei clienti e utenti dei settori regolati
22/10/2024	427/2024/R/gas	Gas	Ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato, sez. II, nn. 10185/2023, 10293/2023, 10294/2023, 10295/2023 e 1450/2024, in materia di tariffe per il servizio di distribuzione del gas naturale
22/10/2024	429/2024/R/gas	Gas	Orientamenti in merito al completamento del processo di voltura contrattuale nel settore del gas naturale e all'integrazione di dati tecnici della fornitura nel servizio di <i>pre-check</i> gas
29/10/2024	442/2024/R/eel	Elettricità	Orientamenti in materia di load profiling e perdite di rete, per l'anno 2025
29/10/2024	450/2024/R/rif	Rifiuti	Orientamenti finali per la definizione di uno schema tipo di bando di gara per l'affidamento del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani
12/11/2024	473/2024/R/gas	Gas	Criteri di regolazione tariffaria e della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (6PRS)
12/11/2024	474/2024/R/idr	Idrico	Avvio della fase sperimentale di monitoraggio e raccolta delle grandezze preposte alla costruzione dell'indicatore "M0-Resilienza idrica"
19/11/2024	493/2024/R/eel	Elettricità	Orientamenti in merito all'implementazione di una nuova modalità di gestione della richiesta di accesso al servizio di maggior tutela per i clienti vulnerabili, titolari di un punto di prelievo attivo
03/12/2024	522/2024/R/gas	Gas	Orientamenti per l'aggiornamento delle disposizioni in materia di Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale
17/12/2024	551/2024/A	Organizzazione	Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza 2025-2027
17/12/2024	561/2024/R/gas	Gas	Orientamenti dell'Autorità in materia di aggiornamento della componente relativa all'approvvigionamento del gas di petrolio liquefatto (GPL). Orientamenti per la revisione della regolazione

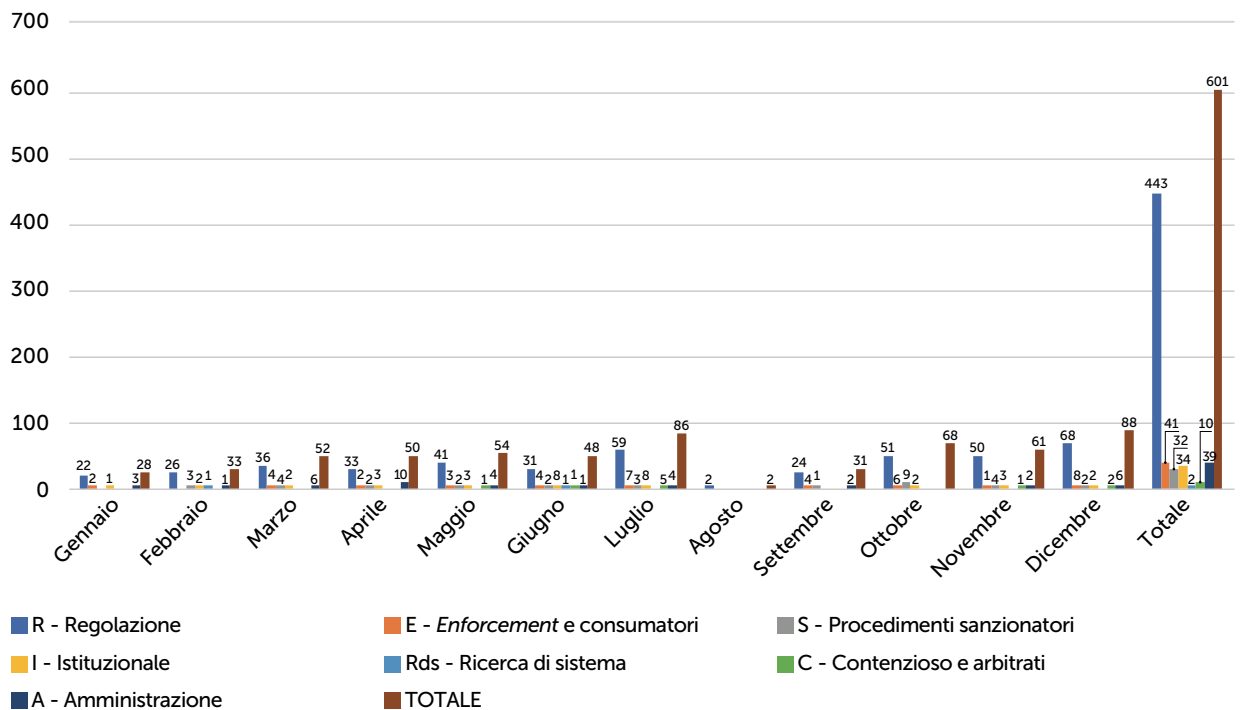
Fonte: ARERA.

Provvedimenti adottati

I provvedimenti adottati dall’Autorità nel corso del 2024 sono stati complessivamente 601, sostanzialmente in linea con il dato dell’anno precedente (640 nel 2023); 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 provvedimentale nel corso dell’anno in esame; si registra una media mensile pari a 50 provvedimenti, con mantenimento di livelli costanti oltre la media nei mesi di marzo, aprile, maggio, luglio, ottobre, novembre e dicembre (rispettivamente 52, 50, 54, 86, 68, 61, 88 atti).

FIG. 12.1 Andamento dei provvedimenti adottati dall’Autorità nel 2024



Fonte: ARERA.

Di seguito una rappresentazione più analitica della produzione provvedimentale mensile dell’Autorità per l’anno 2024 (Tav. 12.2).

TAV. 12.2 Andamento mensile della produzione provvedimentale per l’anno 2024

MACRO-AREE	GEN.	FEB.	MAR.	APR.	MAG.	GIU.	LUG.	AGO.	SET.	OTT.	NOV.	DIC.	TOT.	%
R - Regolazione	22	26	36	33	41	31	59	2	24	51	50	68	443	73,71
E - Enforcement e consumatori	2		4	2	3	4	7		4	6	1	8	41	6,82
S - Procedimenti sanzionatori		3	4	2	2	2	3		1	9	4	2	32	5,32
I - Istituzionale	1	2	2	3	3	8	8			2	3	2	34	5,66

(segue)

MACRO-AREE	GEN.	FEB.	MAR.	APR.	MAG.	GIU.	LUG.	AGO.	SET.	OTT.	NOV.	DIC.	TOT.	%
C - Contenzioso e arbitrati					1	1	5				1	2	10	1,66
A - Amministrazione	3	1	6	10	4	1	4		2		2	6	39	6,49
Rds - Ricerca di sistema		1				1							2	0,33
TOTALE	28	33	52	50	54	48	86	2	31	68	61	88	601	100

Fonte: ARERA.

Le macro-aree più rilevanti in termini numerici sono quelle relative alla "Regolazione", cui sono riconducibili 443 atti, ovvero il 73,71% del totale degli atti adottati dall'Autorità nel corso del 2024, e, a seguire, le macro-aree afferenti a:

- i) le attività di "Enforcement e consumatori" con 41 atti, pari al 6,8% della produzione provvedimentale;
- ii) l'attività di "Amministrazione", con 39 atti, pari al 6,49%;
- iii) l'attività "Istituzionale" con 34 atti, pari a circa il 5,66% del totale.

Completano la produzione provvedimentale i "Procedimenti sanzionatori" con 32 atti, ovvero il 5,32% del totale, e i provvedimenti riconducibili all'attività di "Contenzioso e arbitrati", che sono stati in numero di 10 nel 2024 (1,66%).

Di seguito una rappresentazione che mostra un confronto tra i provvedimenti adottati dall'Autorità nel 2024 e quelli adottati nel 2023, suddivisi per macro-aree di intervento.

TAV. 12.3 Provvedimenti dell'Autorità adottati negli anni 2023 e 2024, suddivisi per macro-aree di intervento

TIPOLOGIA	2023		2024	
	NUMERO	QUOTA %	NUMERO	QUOTA %
R - Regolazione	456	71,25	443	73,71
E - Enforcement e consumatori	63	9,84	41	6,82
S - Procedimenti sanzionatori	19	2,97	32	5,32
I - Istituzionale	33	5,16	34	5,66
C - Contenzioso e arbitrati	18	2,81	10	1,66
A - Amministrazione	51	7,97	39	6,49
Rds - Ricerca di sistema	0	0	2	0,33
TOTALE	640	100	601	100

Fonte: ARERA.

Più in dettaglio, per quanto concerne gli atti di "Regolazione", in termini statistici si segnala una sostanziale stabilità del livello dell'attività provvedimentale (443 atti, rispetto ai 456 del 2023 e 487 del 2022), a conferma della centralità dell'attività di regolazione nell'ambito delle funzioni esercitate dall'Autorità. In particolare, quanto al settore energetico, sono stati adottati 246 provvedimenti di regolazione nel settore dell'energia elettrica, 143 provvedimenti nel settore del gas, 64 provvedimenti intersettoriali, 9 provvedimenti sui temi dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili.

Quanto all'area ambiente, nel 2024 sono stati assunti 34 provvedimenti di regolazione del sistema idrico integrato, 55 provvedimenti per il settore dei rifiuti e 4 provvedimenti per il settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento. Si registra un significativo aumento (+68%) del dato relativo ai provvedimenti adottati a conclusione dei "Procedimenti sanzionatori". Risultano in contrazione gli atti dell'area "Enforcement e consumatori" (-35%), così come i provvedimenti riconducibili alla macro-area "Contenzioso e arbitrati" (-44%), come anche quelli dell'area "Amministrazione" (-24%). I dati relativi al raggruppamento "Istituzionale" appaiono nel 2024 stabili rispetto ai valori osservati nel 2023.

Per l'individuazione dei provvedimenti di maggiore interesse nei diversi ambiti, si rimanda alle relazioni delle Direzioni tecniche competenti.

Comunicazione

Nel corso del 2024, l'Autorità ha implementato una strategia di comunicazione integrata e multicanale per rispondere principalmente alle esigenze informative dei cittadini, in particolare riguardo alla fine del servizio di maggior tutela nei mercati energetici e in generale per informare i diversi *stakeholder* attraverso i media.

La comunicazione ha ruotato principalmente attorno alla transizione al mercato libero, con le scadenze previste per il gas (1° gennaio 2024) e l'energia elettrica (30 giugno 2024).

Dopo che il decreto legge "energia" 9 dicembre 2023, n. 181 ha affidato a MASE e ad AU la specifica campagna "Fine Tutela", la Direzione Comunicazione dell'Autorità ha rilanciato in una prima fase lo *spot* "Alessandro Volta – ilportaleofferte.it" (periodo dicembre 2023-gennaio 2024) riprendendo la diffusione di *spot* radio e TV sulle reti RAI e realizzando al tempo stesso specifiche pagine web e schede informative dedicate a giornalisti e consumatori; a questa fase ha fatto seguire altre due iniziative, che hanno accompagnato nei mesi del passaggio dalla tutela al mercato libero.

Per contrastare le pressioni commerciali durante il periodo di transizione, l'Autorità ha rilanciato insieme ad AGCM la campagna "Difenditi così", realizzata nel 2022, per informare il consumatore sui propri diritti e suggerire strumenti per difendersi dai *call center* troppo insistenti e aggressivi. Con l'occasione sono state anche aggiornate le pagine del sito web dedicato, introducendo le novità di fine 2024 introdotte nel Codice di condotta commerciale.

L'iniziativa di maggiore rilevanza è stata la campagna "Chiedi all'ARERA", lanciata a inizio giugno con il supporto dell'agenzia di comunicazione. La campagna, concentrata sull'invito a rivolgersi ai canali ufficiali (sito internet, sportello per il consumatore, profili social) per ottenere informazioni corrette e utili per le proprie utenze, prevedeva la diffusione di uno *spot* TV e radio attraverso canali nazionali e sugli spazi RAI messi a disposizione dal Dipartimento per l'informazione e l'editoria della Presidenza del Consiglio dei Ministri. Agli *spot* televisivi e radiofonici sono stati aggiunti una serie di video tutorial su YouTube per semplificare tematiche complesse legate alle forniture energetiche.

I risultati sono stati notevoli: circa 60 milioni di *audience* raggiunta attraverso i passaggi RAI, 32 milioni di contatti sulle reti Mediaset e 12 milioni di utenti sui *social media*.

Parallelamente, il lavoro costante di preparazione di schede per i giornalisti e di dossier per gli approfondimenti ha accompagnato tanto i temi energetici quanto quelli ambientali.

Sul fronte ambientale le tematiche presenti sui media hanno riguardato il potenziamento del settore idrico (con focus sugli investimenti necessari per ridurre le perdite e colmare il divario infrastrutturale tra Nord e Sud) e la riforma del sistema di gestione dei rifiuti urbani, attraverso l'implementazione di un nuovo quadro normativo orientato alla standardizzazione e alla trasparenza. L'attività comunicativa ha, quindi, dovuto bilanciare la complessità tecnica di questi temi, con la necessità di fornire informazioni chiare e accessibili ai consumatori e agli utenti di tutti i servizi.

A livello internazionale, l'Autorità ha supportato comunicativamente i documenti e gli eventi promossi dalle organizzazioni MEDREG e WAREG, contribuendo alla diffusione di iniziative che hanno coinvolto delegati europei e non.

Il rinnovamento digitale ha rappresentato più in generale un elemento chiave della strategia comunicativa, con il lancio di un nuovo sito web istituzionale www.arera.it maggiormente orientato ai consumatori e l'implementazione di *format* innovativi sui *social media*.

In sintesi, l'attività di comunicazione nel 2024 ha dimostrato la capacità dell'Autorità di adattarsi a un contesto in evoluzione, utilizzando canali tradizionali e innovativi per raggiungere efficacemente i propri *stakeholder* e fornire supporto di informazione e comunicazione durante un periodo di significativa transizione nel mercato energetico italiano.

Relazioni con i *media* e comunicazione

L'attività di relazione con i *media* e di comunicazione da un lato ha prodotto comunicati stampa e contenuti originali che hanno sollecitato l'uscita di articoli, servizi, video e dibattiti su *media* tradizionali e *social* e dall'altro ha soddisfatto numerose richieste di interviste e condivisione dei contenuti dell'Autorità da parte di giornalisti e portatori di interesse, portando al risultato di un maggiore spazio dedicato alle tematiche energetiche, alla fine della tutela e in generale al ruolo dell'Autorità.

L'Autorità ha registrato una crescita significativa della propria presenza *social*, raggiungendo 80.000 *follower* totali (+6% rispetto al 2023), con un incremento particolarmente marcato su LinkedIn (+13%, superando i 60.000 *follower*) e YouTube (+50% di iscritti).

L'analisi dei dati media registra 8.891 citazioni complessive su radio, TV, stampa e testate online nel 2024, con un'attenzione predominante verso il settore dell'energia elettrica (45,7% degli articoli) e del gas (28,5%). Particolarmente rilevante è stato il tema del fine tutela, con 2.429 articoli dedicati. Il *sentiment* generale si è mantenuto prevalentemente neutro-positivo, nonostante un calo fisiologico delle citazioni rispetto al 2023, in linea con la normalizzazione del contesto energetico dopo la crisi degli anni precedenti.

L'Unità RMC ha integrato risorse e strumenti di lavoro, monitoraggi e analisi coordinando strategie e prodotti, rendendo più efficace ed efficiente l'azione di comunicazione esterna. Contribuendo alla realizzazione delle campagne di *advertising*, progettando e gestendo la divulgazione delle informazioni attraverso *media* tradizionali e nuovi, RMC ha ampliato stabilmente il perimetro di azione comunicativa, anche verso un pubblico internazionale, assicurando una comunicazione chiara, trasparente, univoca.

L'argomento bollette, da sempre tematica centrale per l'Autorità e l'opinione pubblica, ha coperto sempre maggiore spazio a livello mediatico, a causa di diversi fattori: la maggiore frequenza dell'aggiornamento dei prezzi, le numerose normative approvate, l'aumento dei prezzi e l'inflazione e, di conseguenza, il *buzz* generale. Pertanto, oltre che alla comunicazione in tutti suoi aspetti (basti pensare all'attività sui *social* che ha accompagnato le diverse campagne di comunicazione: "Alessandro Volta – Il Portale Offerte"; "Difenditi così"; "Chiedi all'ARERA"), una forte attenzione è stata dedicata all'ascolto, al monitoraggio e alla prevenzione delle crisi.

Durante il 2024 oltre un quarto dei comunicati stampa diffusi dall'Autorità hanno riguardato temi divulgativi sul fine tutela, i bonus sociali, il Servizio a tutele gradualità.

Con la campagna di comunicazione "Chiedi all'ARERA" è stata prodotta la prima serie di 10 video tutorial, pubblicati settimanalmente su YouTube, destinati a spiegare in modo semplice i principali temi legati alle forniture di energia.

I risultati della campagna, attiva tra giugno e agosto, sono stati significativi: circa 60 milioni di *audience* raggiunta coi passaggi Rai, 32 milioni di contatti raggiunti con lo *spot* tv sulle reti Mediaset, circa 12 milioni di utenti raggiunti sui *social*, 44 milioni di *impression* e 1,2 su YouTube (Thruplay, riproduzioni complete o di almeno 15 secondi).

Particolarmente interessante è stata la capacità di intercettare un pubblico trasversale per età, con una leggera prevalenza della fascia 25-34 anni, ampliando notevolmente il *target* abituale delle comunicazioni Facebook dell'Autorità. L'integrazione di Instagram tra i canali *adv* ha contribuito sensibilmente ad abbassare l'età media del pubblico raggiunto.

L'analisi dei *feedback* ha evidenziato riscontri positivi per i contenuti che presentavano strumenti concreti di supporto, come il Portale offerte e i bonus sociali, dimostrando l'importanza di un approccio comunicativo orientato a soluzioni pratiche.

L'affiancamento della campagna pubblicitaria alla costante attività stampa e *social* ha permesso il raggiungimento di tutti i *target* previsti e la realizzazione di vari strumenti per l'accompagnamento del processo (per giornalisti, consumatori e associazioni).

Con il lancio del nuovo sito web alla fine del 2023 (nuova veste grafica e piattaforma informatica con maggiori possibilità di fruizione tramite tablet e *smartphone*), l'Autorità ha scelto di indirizzare maggiormente la propria attenzione verso i consumatori.

La *home page* del sito, in passato orientata alle informazioni tecniche rivolte agli operatori, riporta oggi in posizione privilegiata le informazioni di fruizione immediata per i consumatori e l'accesso agli strumenti di supporto, tutti riuniti nella rubrica "ARERA per il consumatore", richiamata anche nelle comunicazioni in bolletta.

Un nuovo strumento interno di *web analytics* consente oggi di monitorare i flussi e i comportamenti sul sito, specialmente durante le campagne e i momenti più delicati di transizione.

Le numerose richieste e casistiche relative alle problematiche dei consumatori hanno reso necessario un costante sforzo redazionale sul sito anche per supportare l'aggiornamento e la correzione dei contenuti presenti nell'Atlante del consumatore e altre pagine informative, a seguito di verifiche autonome con gli uffici tecnici.

È proseguita anche nel 2024 la collaborazione con la trasmissione di Rai Radio1 "Sportello Italia", con uno spazio fisso settimanale dedicato all'approfondimento dei temi legati alla regolazione e affidato alle voci di alcuni rappresentanti dell'Autorità. Stesso dicasi per la collaborazione fissa con Repubblica.it che prevede la pubblicazione regolare nella sezione "Esperto diritti e consumi" di un contributo realizzato in collaborazione con l'Unità RMC sotto l'etichetta "Risponde ARERA, l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente".

In un quadro dominato forzatamente dai temi legati al gas e all'energia elettrica, ampia visibilità è stata data anche alle collaborazioni istituzionali, in particolare, all'istituzione del Nucleo dell'Arma dei Carabinieri (nella sede ARERA di Milano) e ai risultati della costante collaborazione con il Nucleo Speciale Beni e Servizi della Guardia di finanza (nella sede di Roma).

Attività internazionale

L'attività internazionale è supportata con attività su stampa e *social media*.

L'Autorità ha contribuito all'organizzazione e diffusione degli eventi promossi da MEDREG (giugno 2024, Selnunte) e da WAREG con il 3° Forum dei Regolatori europei dell'acqua (dicembre 2023, Firenze), oltre che delle rispettive assemblee generali a Bruxelles. Il supporto comunicativo è stato garantito dall'Autorità anche per le attività di ACER, per gli incontri promossi dalla *Balkan Energy School* (BES) a Roma e Podgorica (settembre 2024) per la promozione delle interconnessioni elettriche e dell'integrazione dei mercati del Partenariato orientale in UE nell'ambito del Programma EU4Energy.

A questo proposito, RMC ha lavorato a stretto contatto con BES per offrire consulenza e assistenza per la pubblicazione del nuovo sito internet www.balkanenergyschool.org.

L'analisi media

Nel 2024 sono incrementate la produzione e la diffusione di comunicati stampa (passati da 39 a 43) alle quali è stata affiancata una costante attività di relazione con le redazioni, resa necessaria anche dal significativo incremento di giornalisti non addetti ai lavori, oltre che dalla delicatezza e dalla complessità delle tematiche energetiche trattate. In linea con le attese, con l'allentamento delle tensioni sulle tematiche energetiche, i numeri assoluti di pubblicazione e di lettura tornano a una situazione di normalità.

Da gennaio a dicembre 2024 sono state 8.891 le citazioni radio, tv, stampa e testate online. Per la maggior parte si tratta di citazioni sulle testate nazionali, 5.296, pari al 59,5% del totale; segue la stampa regionale e locale con il 40,5% (3.595 articoli).

La stampa cartacea registra complessivamente 4.938 articoli che hanno citato l'Autorità (-23,5% rispetto al 2023). I quotidiani cartacei con il maggiore numero di citazioni sono: Il Sole 24Ore (135), Il Corriere della Sera (51), e Il Quotidiano Nazionale (39). Le testate online che hanno ospitato le maggiori citazioni sono: Ansa.it (140), IlSole24ore.com (133), Quotidiano.net (111), Quotidiano Energia (104), Repubblica.it (76), Fanpage.it (47), IlFattoQuotidiano.it (28), Corriere.it (27). La *readership* complessiva (dati di lettura delle singole testate rilevati attraverso indagini compiute

dall'Audipress), di pari passo con quella web, ha toccato quasi i 2,5 miliardi di utenti raggiunti, registrando un calo del 44% rispetto agli oltre 4 miliardi del 2023. Per quanto riguarda i settori di interesse dell'Autorità, l'attenzione dei giornalisti è rivolta all'energia elettrica (45,7% degli articoli), al gas (28,5% degli articoli), al settore ambientale (16,3%) e idrico (9,5%). Molta rilevanza, come detto, per la fine tutela e il passaggio al mercato libero con 2.429 articoli, specie nel primo semestre del 2024 con l'avvicinarsi delle scadenze del passaggio; a seguire l'argomento Provvedimenti, che ha totalizzato 2.373 citazioni, poi gli argomenti legati a Prezzi e tariffe del mercato con 1.828 citazioni.

Per quanto riguarda le testate *online*, sono stati 3.297 gli articoli che hanno citato l'Autorità. Le uscite sono state 20.100, per il 46% notizie *online*, portali e aggregatori, 27% blog, 12% X, 7% quotidiani, 3% forum. Il *sentiment* generale è prevalentemente neutro.

Dai dati emerge che mentre quotidiani e web (a eccezione dei *social*), a parità di numero di uscite, hanno una maggiore *reach* (diffusione), per i *social* risulta maggiore l'*engagement* (l'interazione con i lettori/*follower*). Il sito che dà maggiore visibilità è il Corriere.it, con 28 milioni di *reach* potenziali; il contenuto con maggiore *engagement* è stato un video pubblicato su YouTube con circa 6.000 interazioni.

La stessa dinamica si riflette sulle trasmissioni radio/tv che hanno registrato, rispetto al 2023, un calo del 41% di interventi, approfondimenti e servizi sull'Autorità. Sono, infatti, 656 le *clip* degli interventi in cui è stata citata direttamente l'Autorità (contro le 1.104 del 2023), 450 delle quali televisive.

Il *sentiment* complessivo del 2024, cioè la percezione dell'intervento, resta prevalentemente positivo-neutro. La *coverage* complessiva, ovvero la platea raggiunta, è più che dimezzata rispetto ai livelli del 2023, nonostante un buon numero degli interventi dell'Autorità legati a temi sensibili e di stretta attualità. Maggiore spazio è stato dedicato all'Autorità sulle reti Rai (40%), con Rai 1 e Rai 3 in prevalenza, mentre le reti private hanno registrato il 10%, con la prevalenza di Canale 5 e Tgcom24. Per quanto riguarda la radio (206 *clip* di interventi totali), sono Rai Radio 1 (84) e Radio 24 (86) ad avere citato più spesso l'Autorità, anche grazie alla rubrica fissa del venerdì su Rai Radio 1 "Sportello Italia".

I social media

Forte impulso è stato impresso alla comunicazione *online* durante tutto il 2024, più flessibile e targettizzabile, sviluppando ancora i canali *social* dell'Autorità. Il pubblico dell'Autorità, come negli anni precedenti, è aumentato sui *social media* presidiati con un profilo (LinkedIn, X, YouTube, Facebook) e maggiore attenzione è stata registrata anche sulle piattaforme non presidiate (Instagram, TikTok). Nonostante la continua necessità di adattamento alle nuove complessità emerse con il cambiamento di dinamiche (*mission*, pubblico, strumenti e algoritmi) di alcune piattaforme *social*, 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) 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) è arrivato a quota 80.000 *follower*, consolidando la crescita (+6% rispetto al 2023). Anche la più ampia platea dei visitatori singoli è cresciuta, aumentando l'*engagement* con riferimenti, condivisioni, commenti e menzioni su profili/pagine esterni. Aumentano i contenuti autoprodotti (505), realizzati seguendo un piano editoriale e strategico che ha tenuto conto delle differenze di pubblico, linguaggio e *format* presenti sulle varie piattaforme utilizzate.

Con il supporto operativo dell'agenzia di comunicazione, nel 2024 è stata implementata una profonda revisione della presenza digitale dell'Autorità attraverso lo sviluppo di nuovi *format* per tutti i canali *social* e l'introduzione di una veste grafica coordinata su tutte le piattaforme.

Su Facebook sono stati lanciati *format* innovativi come "ARERA PER TUTTI" e "Il post utile di oggi", pensati per semplificare la comunicazione istituzionale e renderla più accessibile. LinkedIn ha visto l'introduzione di nuove *card* per gli esiti del Collegio, "ARERA NEWS", "Numeri" e "WE ARERA", con contenuti specifici per un pubblico professionale. Particolare attenzione è stata dedicata a YouTube con l'introduzione degli "Shorts", brevi video di durata inferiore al minuto che rispondono alla tendenza di fruizione di contenuti rapidi e di impatto.

Questo approccio multiplatforma con identità visiva coerente ha permesso di diversificare i messaggi in base ai diversi *target*, mantenendo al contempo riconoscibilità e continuità nella comunicazione istituzionale.

In occasione della Cerimonia di presentazione della *Relazione Annuale 2024*, l'attività *social* si è concentrata sulla promozione dell'evento, il *live twitting*, la diffusione dei materiali informativi e le interviste realizzate per l'occasione. Oltre 20 mila tra citazioni e tematiche *consumer* dell'Autorità sui *social* registrate nel 2024 e un *engagement* di oltre 80 mila utenti. Il *social* che ottiene maggiori risultati si conferma X.

In occasione della ripresa invernale della campagna "Chiedi all'ARERA", sono stati rilanciati i video-tutorial precedentemente pubblicati sulla pagina Facebook del Portale Offerte, riproposti in formato "dark post" su Meta, con l'obiettivo di incrementare le visualizzazioni. Una strategia che ha consentito di raggiungere specifici segmenti di pubblico, ampliando il bacino di utenti potenzialmente interessati e ottimizzando l'efficacia e la capillarità del messaggio.

Per raggiungere anche le fasce più giovani della *GenZ* con il canale di divulgazione *social* *Factanza* sono stati creati vari contenuti brandizzati incentrati sul "fine tutela" e sul comparatore dell'Autorità "Il portale offerte". Le visualizzazioni sono state oltre 275 mila, con una *reach* di 180 mila e oltre 7 mila interazioni, con un *sentiment* decisamente positivo.

La pagina aziendale dell'Autorità 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 dell'Autorità nella proposizione di temi e condivisione dei *post* (*employee advocacy*). L'insieme di queste attività e l'interesse per l'attualità dei temi trattati hanno fatto crescere anche nel 2024 il numero dei *follower* organici del 13% rispetto al 2023, arrivando a quota 60.742 a fine anno, con alti tassi di interesse e *clic through rate* (CTR). 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).

Con la fine della tutela, la pagina Facebook "Il portale offerte" si è confermata il principale canale *social* per parlare ai consumatori, mantenendo la *fanbase* a 3.558 *follower*.

Il canale YouTube (www.youtube.com/c/ARERAAutoritaRegolazioneEnergiaRetieAmbiente) ha chiuso l'anno a quota 2.852 iscritti (+50%). La pubblicazione di interventi e interviste radiotelevisive sui temi legati al fine tutela

ha prodotto un notevole incremento delle visualizzazioni organiche, in particolare nei primi mesi del 2024. Nella seconda parte dell'anno è aumentato il tempo medio di visualizzazione, a conferma dell'elevato interesse degli argomenti trattati. Inoltre, è stata avviata un'attività di analisi finalizzata alla revisione del canale, con lo scopo di rendere i contenuti più ricercabili e appetibili per gli utenti finali, a valle della quale è partito il *restyling* del canale. Tra le novità introdotte, la pubblicazione di *shorts* informativi, cioè brevi video su singoli temi, semplici da consultare e capire, realizzati su tematiche consumeristiche: differenza tra mercato libero e tutela, tra offerte a prezzo fisso o variabile o PLACET, ecc.

Per il profilo X (@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. Nonostante la piattaforma in sé abbia registrato un calo sia delle *impression* sia, in modo più contenuto, delle interazioni, da un'analisi più approfondita emerge una buona crescita di *like* e commenti a conferma di un piano editoriale che si è mantenuto efficace e in linea con gli interessi dei *follower*. 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" ha mantenuto quasi invariata la platea di riferimento, che ha superato i 13.500 *follower*.

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 2024 la modalità degli eventi è stata prevalentemente in presenza. Convegni, seminari, *workshop*, tavoli di lavoro, incontri con gli *stakeholder* e la presentazione della *Relazione Annuale* 2023 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 rilevanti. 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 e 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 per consentire l'ampliamento della platea dei partecipanti.

Di seguito si riportano i principali eventi organizzati e promossi dall'Autorità nel corso del 2024:

- il seminario "La recente evoluzione della regolazione del servizio idrico integrato" (Milano, 30 gennaio) ha illustrato il pacchetto di misure adottato per il settore idrico e, in particolare, gli elementi di arricchimento e aggiornamento della regolazione della qualità tecnica e l'impianto del nuovo metodo tariffario per il quarto periodo regolatorio (MTI-4);
- la 39ª edizione dell'"European Electricity Regulatory Forum" (Firenze, 27 e 28 maggio), evento per il quale l'Autorità ha affiancato la Commissione europea nell'organizzazione;

- il 4° Workshop dei Presidenti MEDREG "Orientarsi nel panorama energetico del Mediterraneo: rafforzare la cooperazione, assicurare l'interoperabilità e la sicurezza e includere l'innovazione" su temi energetici (Selinunte, 12 giugno), evento per cui l'Autorità ha affiancato MEDREG nell'organizzazione e che ha visto tra i partecipanti i Presidenti degli enti regolatori e alcuni Ministeri dei Paesi Membri;
- la giornata di studio "Energia, reti e ambiente nella recente giurisprudenza del Giudice amministrativo", organizzato in collaborazione con TAR Lombardia (Milano, 3 ottobre);
- l'evento, organizzato in collaborazione con l'Ufficio Studi della giustizia amministrativa (Roma, Palazzo Spada, 2 dicembre), avente come oggetto un Seminario dal titolo "Le sfide della sostenibilità attraverso l'azione di ARERA e il sindacato del Giudice amministrativo";
- le audizioni periodiche dell'Autorità, che si sono svolte online nei giorni 25 e 26 novembre, ai sensi del regolamento (delibera 11 dicembre 2014, 603/2014/A), e che hanno avuto come oggetto "TRA FINE TUTELA ED EVENTI CLIMATICI ESTREMI - Prime riflessioni su liberalizzazione gas ed elettricità nel retail. Infrastrutture per acqua e rifiuti: eventi climatici e provvedimenti normativi".

Sul fronte interno, la Direzione Comunicazione ha continuato a supportare l'*Academy* e *Fuori dalle Regole*, progetti avviati nel 2021 su iniziativa della Direzione legale dell'Autorità, consistenti in un programma di corsi di formazione per il personale interno tenuti da funzionari dell'Autorità 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 2024 si sono tenuti 10 *webinar* dell'*Academy* e 1 incontro di *Fuori dalle Regole* sui seguenti argomenti:

Academy

- *C'è ancora qualche segmento del mercato che sceglie in base al prezzo?* (2 febbraio)
- *Il Decarbonisation Package ed il nuovo assetto dei mercati del gas naturale, dei gas rinnovabili e dell'idrogeno* (23 febbraio)
- *LookOut Q2-24 – Generazione FER-X e l'evoluzione del mercato elettrico* (10 maggio)
- *Presentazione risultati del primo Questionario interno sulla Parità di Genere* (29 maggio)
- *LookOut Q3-24 – Policy e rinnovabili – Mercato elettrico* (20 settembre)
- *Novità nella regolazione infrastrutturale della distribuzione elettrica per il sesto periodo 2024-2027* (4 ottobre)
- *Gli italiani e le scelte per l'energia. Risultati dell'indagine EUMETRA – Green Home Smart Home* (25 ottobre)
- *LookOut Q4-24 – Malu Ventu* (15 novembre)
- *Regolazione ed enforcement nell'ambito dei rapporti tra ARERA e AGCM* (22 novembre)
- *Il nuovo regolamento sanzioni dell'Autorità: principali modifiche* (29 novembre).

Fuori dalle Regole

- *Forma Urbis Mediolani* (14 giugno).

Merita attenzione la cerimonia per la presentazione, al Parlamento e al Governo, della *Relazione Annuale* sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, che si è tenuta in presenza il 9 luglio 2024 presso l'Aula dei Gruppi parlamentari della Camera dei Deputati.

La gestione dell'evento comporta sempre numerose attività di logistica, di cerimoniale, di ufficio stampa, di documentazione, anche fotografica. La cerimonia è stata trasmessa in diretta su RAI 3 e coordinata da RAI Parlamento, oltre che via *streaming* sui canali istituzionali web e *social* della Camera dei Deputati e dell'Autorità.

I due volumi della *Relazione Annuale* (Stato dei servizi e Attività svolta) hanno costituito il riferimento fondamentale della presentazione, cui sono stati affiancati una Sintesi dei dati e la relazione scritta e pronunciata in aula dal Presidente.

Sito web istituzionale

Nel corso del 2024, nel sito istituzionale dell'Autorità (www.arera.it) sono state realizzate nuove pagine, talvolta valorizzate anche da *banner* nella *home page*, con l'intento di rendere più accessibili e fruibili informazioni utili a consumatori e operatori dei settori regolati.

In particolare, per accrescere l'informazione verso i consumatori domestici sui prezzi dei differenti servizi ad oggi attivi i cui corrispettivi vengono aggiornati o comunicati dall'Autorità (Servizio di vulnerabilità del gas, Servizio di maggior tutela per i clienti elettrici vulnerabili e Servizio di Tutele graduale) è stata creata una pagina sintetica che rimanda, attraverso collegamenti ipertestuali, alle diverse sezioni di approfondimento opportunamente aggiornate. Alla pagina si accede attraverso un *banner* presente in *home page* appositamente ideato.

Sono stati, inoltre, realizzati aggiornamenti relativamente ai contenuti delle pagine dedicate alle tutele per i clienti domestici per informare e accompagnare nel processo di superamento delle tutele di prezzo. Contestualmente, sono state aggiornate le pagine del bonus Arera, Bonus sociale per disagio economico, e le parti dell'*Atlante per il consumatore* riguardanti il recesso, la voltura, il subentro, il bonus e altro.

Dal lato della fruibilità dei dati di monitoraggio dei mercati *retail*, è stato realizzato un ampliamento delle analisi disponibili, attraverso la pubblicazione della grafica dedicata all'analisi dei prelievi dei clienti di energia elettrica non domestici in bassa tensione per attività economica (codice ATECO) che si è andata ad affiancare alle già pubblicate analisi dei consumi dei clienti domestici e dei consumi dei clienti domestici del gas. Tali analisi sono confluite in una nuova sezione creata *ad hoc* dal titolo "Analisi dei prelievi".

Sempre nell'ambito del monitoraggio *retail*, è stata importata nel sito web la visualizzazione di un indice che rappresenta, in ciascun mese, le offerte effettivamente scelte dai clienti domestici che hanno cambiato fornitore e simula la relativa spesa annua per i 12 mesi successivi, nonché il relativo prezzo medio atteso.

Per accompagnare le esigenze di approfondimento e trasparenza delle informazioni degli operatori, è stata creata, per il settore elettrico, una pagina dedicata a raccogliere tutte le versioni del TIDE, Testo integrato dispacciamento elettrico, che saranno di volta in volta approvate dall'Autorità per tenere conto dell'evoluzione del dispacciamento.

La tabella presente nella pagina riporta gli aggiornamenti pubblicando sia la versione legale approvata dal Collegio sia una versione, denominata relazione tecnica, integrata con le spiegazioni tecniche.

Banche dati, periodici e materiale bibliografico sui settori regolati

L'Autorità dispone di un ampio ventaglio di sottoscrizioni a banche dati, periodici, materiale bibliografico, a carattere specialistico, nei settori oggetto di regolazione e, di anno in anno, ha provveduto ad ampliare tale dotazione nonché a informatizzare, per quanto possibile, il patrimonio a disposizione. Nel 2024, è continuato il processo di digitalizzazione della documentazione con notevoli vantaggi per il personale dipendente che può accedere, anche da remoto, alle risorse bibliografiche, in particolare banche dati e periodici.

Attualmente, tra documentazione cartacea e digitale, i titoli in dotazione, comprensivi di monografie, periodici e letteratura varia, sono più di 5.000. Sono consultabili, su carta o online, 65 riviste di carattere giuridico-economico nei campi di interesse dell'Autorità. Inoltre, sono in dotazione 20 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 alcuni *webinar* di formazione.

L'Autorità è inoltre 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 1.800 titoli italiani.

Risorse umane

A seguito delle disposizioni di cui all'art. 7, comma 6, del DL 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 la delibera 189/2024/A del 21 maggio 2024, 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 2024 erano in servizio 236 dipendenti di ruolo (13 dei quali dirigenti, 176 funzionari, 44 operativi, 3 esecutivi), 17 dipendenti con contratto a tempo determinato e 12 unità acquisite in comando, distacco o fuori ruolo. L'Autorità può contare, per le verifiche ispettive, anche sulla collaborazione di personale della Guardia di Finanza in disponibilità di impiego nell'ambito di uno specifico Protocollo d'intesa. Nel corso del 2024 è stato, altresì, attivato il protocollo d'intesa relativo ai rapporti di collaborazione tra l'Autorità e l'Arma dei Carabinieri.

Il personale dipendente ha un'età media indicativamente di 50 anni; quasi l'86% è laureato.

TAV. 12.4 Personale di ruolo dell'Autorità in servizio al 31 dicembre 2024

CARRIERA	NUMERO DI UNITÀ
Dirigenti	13
Funzionari	176
Operativi	44
Esecutivi	3
TOTALE	236

Fonte: ARERA.

TAV. 12.5 *Composizione del personale in servizio al 31 dicembre 2024 per tipo di contratto e qualifica*

QUALIFICHE	RUOLO	TEMPO DETERMINATO	COMANDI, DISTACCHI E FUORI RUOLO
Dirigenti	13 ^(A)	6 ^(B)	1
Funzionari	176	2	8
Operativi	44	9	3
Esecutivi	3	0	0
TOTALE	236	17	12

(A) È conteggiato anche un dirigente in fuori ruolo.

(B) Nel numero dei dirigenti a tempo determinato non è compresa l'unità di personale a tempo determinato impegnata nell'espletamento del mandato di Componente del Collegio.

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 2024 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, rideterminato annualmente sulla base della percentuale stabilita ai sensi dell'articolo 24, comma 2, della legge 23 dicembre 1998, n. 448, in relazione agli incrementi medi conseguiti nell'anno precedente dalle categorie di pubblici dipendenti contrattualizzati, come calcolati dall'ISTAT ai sensi del comma 1 del medesimo articolo 24.

TAV. 12.6 *Retribuzione annua lorda (in euro) per carriera e grado al 31 dicembre 2024*

DIRIGENTI		FUNZIONARI		IMPIEGATI		ESECUTIVI	
Direttore centrale	214.194,45	Primo funzionario	130.545,90	Impiegato	72.614,87	-	-
Direttore	171.400,86	Funzionario I	101.850,31	Coadiutore	61.133,34	Commesso capo	55.587,57
Direttore aggiunto	135.095,69	Funzionario II	80.249,80	Aggiunto	47.862,68	Commesso	42.162,59
		Funzionario III	68.645,18	Applicato	42.942,04	-	-

Fonte: ARERA.

L'anno 2024 ha visto l'assunzione obbligatoria di 1 unità di personale di categoria esecutiva e, a conclusione di apposito concorso pubblico, di 8 unità di personale di carriera funzionariale. Inoltre ha visto l'avvio di 4 unità (3 di carriera funzionariale e 1 di carriera operativa) in ragione di provvedimenti di comando da altre pubbliche amministrazioni e 6 rinnovi di comando (2 di carriera operativa e 4 di carriera funzionariale, di cui 3 da altre pubbliche amministrazioni e 1 da altre Autorità indipendenti).

Mentre nel 2023 è stato creato un Gruppo di lavoro sulla parità di genere allo scopo di monitorare la situazione in ARERA, anche in relazione a quanto avviene nei diversi regolatori europei, nel corso del 2024 è stata istituita, ai sensi dell'art. 14 della "Convenzione per i diritti e le libertà sindacali" del 9 dicembre 2002 e s.m.i., la Commissione paritetica per le pari opportunità con lo scopo di favorire l'uguaglianza sostanziale nel lavoro, valorizzare e promuovere la dignità e i diritti della persona nell'ambito dell'ambiente di lavoro rimuovendo gli ostacoli che

impediscono la realizzazione di pari opportunità, promuovendo l'inclusione e garantendo l'assenza di ogni discriminazione, conformemente alla normativa nazionale ed eurounitaria.

Nell'ambito delle relazioni sindacali, nell'anno 2024 è proseguito il confronto al fine di determinare un ulteriore avvicinamento alla disciplina già vigente presso l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM), in coerenza con quanto disposto dalla legge istitutiva. In tale ottica si è riformulata la disciplina della malattia di lunga durata, mentre si sono uniformate le norme in materia di comandi e distacchi.

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. Al 31 dicembre 2024 le Convenzioni attive con le Università erano 8.

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)

	2023	2024
ENTRATE DELLA GESTIONE	162,97	81,75
Contributo a carico dei soggetti regolati	89,29	81,63
Altre entrate	55,12	0,11
SPESE DELLA GESTIONE	(125,14)	(82,42)
Spese correnti	(124,38)	(76,17)
– Personale in servizio (retribuzioni lorde, contributi carico ente, mensa ecc.)	(44,04)	(52,23)
– Imposte e tasse a carico dell'ente	(2,81)	(3,26)
– Acquisto di beni e servizi	(13,85)	(13,02)
– Rimborsi e poste correttive delle entrate	(55,19)	(1,50)
– Altre spese correnti	(2,91)	(0,58)
Trasferimenti al bilancio dello Stato e ad altre AA.PP.	(5,58)	(5,58)
Spese in conto capitale	(0,76)	(6,25)
Variazione dei residui attivi	(0,02)	(0,04)
Variazione dei residui passivi	1,21	2,63
Avanzo vincolato accantonamento fondo quiescenza	(3,60)	(3,77)
AVANZO DI AMMINISTRAZIONE LIBERO	15,82	19,49

Fonte: ARERA.

L'Autorità si è rigorosamente attenuta alle disposizioni in materia di riduzione della spesa posta 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; in ultimo, la legge 27 dicembre 2019, n. 160). Nel corso dell'esercizio 2024, la somma versata al bilancio dello Stato è risultata di circa 5,58 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 2024, 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 0,19% dei ricavi, 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 2024, i 52,23 milioni di euro.

Le indennità percepite dai componenti del Collegio – che, come quelle degli organi di vertice di altre autorità amministrative indipendenti, hanno carattere omnicomprensivo – sono determinate ai sensi dell'art. 23-ter del decreto-legge 6 dicembre 2011, n. 201, come convertito dalla legge 22 dicembre 2011, n. 214, dal successivo decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 23 marzo 2012, e, da ultimo, dall'art. 13 del decreto-legge 24 aprile 2014, n. 66, come convertito dalla legge 23 giugno 2014, n. 89. L'articolo 1, comma 68, della legge n. 234/2021 stabilisce che tale limite è rideterminato sulla base della percentuale stabilita ai sensi dell'articolo 24, comma 2, della legge 23 dicembre 1998, n. 448, in relazione agli incrementi medi conseguiti nell'anno precedente dalle categorie di pubblici dipendenti contrattualizzati, come calcolati dall'ISTAT ai sensi del comma 1 del medesimo articolo 24.

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 (6,25 milioni di euro) sono state sostenute per l'acquisto di attrezzature informatiche, impianti, materiale bibliografico e per l'avvio dei lavori di ristrutturazione 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. L'avanzo libero complessivo è pertanto determinato in 19,49 milioni di euro.

Raccolte dati e strumenti informatici

Raccolte dati

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 2024 erano attive circa 150 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 all'Autorità. 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.

Sistemi informativi interni

L'Autorità ha implementato un progetto pluriennale di ammodernamento dei propri sistemi informativi interni che oggi permette di fruire dei servizi IT da qualsiasi dispositivo e da qualsiasi luogo, assicurando sia coerenza di funzionalità e di *user experience*, sia l'indipendenza tra fruibilità dell'informazione e disponibilità degli strumenti informatici. 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; tra le altre cose, essa 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

T-Mediahouse Srl



