

SENATO DELLA REPUBBLICA

XVIII LEGISLATURA

Doc. CXLI
n. 5

RELAZIONE

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

(Anno 2021)

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

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

(BESSEGHINI)

—————
Comunicata alla Presidenza il 20 luglio 2022
—————

VOLUME II



ARERA

Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente



RELAZIONE ANNUALE

**ATTIVITÀ
SVOLTA**

2021



VOLUME 2



ARERA

Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente



RELAZIONE ANNUALE

ATTIVITÀ
SVOLTA

2021



VOLUME 2

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

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

Volume 2 - Indice

Capitolo 1

Quadro normativo • Intersettoriale

pag. 13

Evoluzione della legislazione europea

» 14

- Normativa eurounitaria nei settori dell'energia

» 14

- Normativa eurounitaria nei settori dell'ambiente

» 20

Evoluzione della legislazione italiana

» 24

Capitolo 2

Rapporti istituzionali e accountability • Intersettoriale

» 33

Coordinamento internazionale

» 34

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

» 34

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

» 39

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

» 45

- Segnalazioni

» 45

- Audizioni presso il Parlamento

» 46

- Pareri e proposte al Governo

» 61

- Rapporti con altre istituzioni ed enti

» 65

Accountability, trasparenza e anticorruzione

» 67

Adozione del nuovo Quadro strategico 2022-2025

» 71

Capitolo 3

Regolazione nel settore dell'energia elettrica • Intersettoriale

» 73

Regolazione delle reti e del sistema elettrico

» 74

- Servizio di dispacciamento

» 74

- Servizio di trasporto e distribuzione

» 81

- Adeguatezza della capacità e sicurezza del sistema

» 87

- Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

» 97

- Regolazione tecnica: norme in materia di qualità e *output* dei servizi di distribuzione e trasmissione

» 98

- Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

» 101

- Oneri generali di sistema per il settore elettrico

» 111

Regolamenti europei e Piani comunitari di sviluppo della rete

» 125

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

» 125

- Investimenti in nuove infrastrutture di trasmissione

» 136

Tutela dell'ambiente e innovazione

» 137

- Fonti rinnovabili pag. 137
- Progetti pilota e sperimentazioni » 139

Capitolo 4

Regolazione nel settore del gas naturale • Settoriale » 143

- Regolazione delle reti e del sistema gas** » 144
 - Servizi di bilanciamento » 144
 - Servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione » 144
 - Misure per la sicurezza del sistema » 150
 - Monitoraggio dei mercati all'ingrosso » 151
 - Qualità dei servizi di trasporto, distribuzione, stoccaggio e misura » 152
 - Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti » 154
- Piano comunitario di sviluppo delle reti** » 161
 - Investimenti nelle infrastrutture di rete e coerenza con il Piano di sviluppo comunitario » 161
- Gare per ambito di concessione del servizio di distribuzione** » 162
 - Provvedimenti in materia di gare per ambito di concessione » 162

Capitolo 5

Aspetti comuni della regolazione infrastrutturale nell'energia elettrica e nel gas • Settoriale » 167

- Metodi e criteri di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale (ROSS-base)** » 168
- Determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito nel secondo periodo di regolazione (II PWACC)** » 172
- Regolazione dell'*unbundling*** » 175

Capitolo 6

Regolazione nel servizio idrico • Settoriale » 179

- Assetti locali e rapporti istituzionali** » 180
 - Monitoraggio e *governance* degli assetti locali » 180
 - Collaborazione con altre istituzioni » 181
- Tariffe e investimenti** » 184
 - Verifica degli schemi regolatori » 184
 - Criteri per l'aggiornamento biennale 2022-2023 » 187
- Ulteriori misure a sostegno del finanziamento delle infrastrutture idriche** » 191
 - Contributo all'implementazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza e del REACT-EU » 191
 - Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico » 195
- Regolazione dei rapporti tra operatori e utenti** » 200
 - Integrazione della regolazione della misura » 200

- Adeguamenti in materia di fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni pag. 201
- Qualità tecnica e qualità contrattuale » 203

Capitolo 7

Regolazione nel settore del telecalore • Settoriale » 207

- Regolazione della qualità commerciale** » 208
- Tariffe di allacciamento e modalità di recesso** » 209
- Valutazione delle istanze di esclusione** » 210

Capitolo 8

Regolazione nel ciclo dei rifiuti urbani e assimilati • Settoriale » 213

- Monitoraggio e governance degli assetti locali** » 214
- Tariffe** » 215
 - Metodo tariffario rifiuti per il secondo periodo regolatorio 2022-2025 » 216
 - Aspetti applicativi dell'MTR-2 » 221
 - Approvazioni tariffarie ai sensi del metodo tariffario rifiuti » 222
 - Meccanismi di garanzia » 225
- Regolazione della qualità del servizio** » 225

Capitolo 9

Mercati retail • Intersettoriale » 233

- Servizi di tutela, di ultima istanza e a tutele graduati** » 234
 - Mercato elettrico: servizi di maggior tutela e ultima istanza » 234
 - Mercato del gas: servizi di tutela, ultima istanza e *default* » 242
- Strumenti a disposizione dei clienti finali** » 247
 - Portale Offerte luce e gas » 247
 - Offerte PLACET » 255
 - Portale Consumi » 256
 - Iniziative di informazione per il superamento della maggior tutela » 257
 - Rafforzamento del Codice di condotta commerciale » 257
 - Aggiornamento della Bolletta 2.0 » 259
 - L'assicurazione a favore dei clienti finali del servizio del gas » 261
- Regolazione del mercato elettrico e del gas** » 262
 - Morosità e disciplina del sistema indennitario » 262
 - Meccanismi di riconoscimento degli oneri generali di sistema » 264
 - Aggiornamenti del Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica » 267
 - Modifiche del Codice di rete tipo per la distribuzione del gas » 268
 - Regolazione della voltura con contestuale *switching* » 269
 - Fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni » 269

• Orientamenti in merito alla raccolta e alla messa a disposizione dei consumi di gas	pag. 273
• <i>Smart meter 2G</i> : Linee guida per la tutela di consumatori e <i>stakeholder</i> nei piani di messa in servizio delle imprese distributrici	» 275
• Misure urgenti connesse all'emergenza epidemiologica da Covid-19	» 277
• Compensazioni ai venditori per mancati ricavi conseguenti alle agevolazioni a sostegno delle popolazioni colpite da eventi sismici	» 278
Sistema informativo integrato	» 278
• Codice offerta nel Registro Centrale Ufficiale (RCU)	» 278
Meccanismi dei Titoli di efficienza energetica (TEE)	» 278
• Determinazione del contributo tariffario dei TEE	» 279
• Attività assegnate all'Autorità	» 280
Monitoraggio retail	» 281
Servizi di contatto delle aziende di vendita di energia elettrica e di gas	» 284
Misure straordinarie per l'aumento dei prezzi delle materie prime	» 287

Capitolo 10

Tutela dei consumatori • Intersettoriale » 289

Richieste di informazioni, reclami e controversie di clienti e utenti finali	» 290
• Reclami e prestazioni di qualità commerciale	» 292
• Sportello per il consumatore energia e ambiente: l'informazione ai clienti e utenti finali	» 296
• Il Servizio conciliazione dell'Autorità	» 304
• Procedure speciali risolutive	» 311
• Elenco degli organismi ADR nei settori di competenza dell'Autorità	» 313
• Valutazione dei reclami nel settore dei servizi ambientali	» 319
Iniziative a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico, gas e idrico	» 326
Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici	» 338
Progetti finanziati mediante il Fondo sanzioni	» 338

Capitolo 11

Vigilanza e contenzioso • Intersettoriale » 343

Indagini, vigilanza, controllo e sanzioni	» 344
• Indagini, vigilanza e controllo	» 344
• Attuazione del regolamento REMIT	» 356
• Procedimenti sanzionatori e prescrittivi	» 357
Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati	» 364
• Settore elettrico	» 367
• Settore del gas	» 373
• Questioni procedurali	» 374
Contenzioso	» 374

Capitolo 12

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

pag. 385

Attività propedeutica alla regolazione e provvedimenti adottati nel 2021	» 386
• Attività di consultazione	» 386
• Provvedimenti adottati	» 389
Comunicazione	» 391
Risorse umane	» 401
Gestione economico-finanziaria	» 403
Raccolte dati e strumenti informatici	» 405

Indice delle tavole

TAV. 3.1	Oneri generali	pag. 114
TAV. 3.2	Effetto energivori: agevolazioni energivori ed elemento A_{ESOS} (della componente A_{SOS}) a copertura delle medesime agevolazioni.	» 115
TAV. 3.3	Distribuzione fissa/variabile (comprensiva di A_{ESOS} e di agevolazioni per gli energivori)	» 116
TAV. 3.4	Distribuzione fissa/variabile degli oneri di rete (tariffe per trasmissione, distribuzione e misura)	» 117
TAV. 3.5	Dettaglio degli oneri in capo al conto A3, in milioni di euro	» 122
TAV. 3.6	Energia e punti di prelievo agevolati per le imprese energivore nel 2021	» 124
TAV. 3.7	Ammontare annuo di mancata contribuzione alla componente A_{SOS} nel 2021	» 125
TAV. 3.8	Codici di rete e linee guida previsti dal regolamento (CE) 714/2019	» 125
TAV. 3.9	Rendite di congestione (€) alle frontiere relative all'anno 2020	» 135
TAV. 4.1	Stazioni appaltanti per le quali è in corso il procedimento di verifica per scostamenti VIR-RAB maggiori del 10%	» 163
TAV. 5.1	Valori del WACC per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas	» 175
TAV. 7.1	Standard specifici e generali di qualità	» 208
TAV. 7.2	Indennizzi automatici	» 209
TAV. 8.1	Matrice di schemi regolatori	» 227
TAV. 9.1	Elenco dei soggetti esercenti il servizio di salvaguardia e valore del parametro Ω	» 239
TAV. 9.2	Elenco dei soggetti esercenti il servizio a tutele graduali e valore del prezzo di aggiudicazione	» 241
TAV. 9.3	Esiti della procedura concorsuale per l'individuazione dei FUI per i clienti finali di gas naturale per il periodo 1° ottobre 2021-30 settembre 2023	» 246
TAV. 9.4	Esiti della procedura concorsuale per l'individuazione degli FD_D per i clienti finali di gas naturale per il periodo 1° ottobre 2020-30 settembre 2021	» 247
TAV. 9.5	Numero di offerte PLACET presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2021, distinte per tipologia di cliente finale e per <i>commodity</i>	» 256
TAV. 9.6	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	» 263
TAV. 9.7	Fattori di qualità del servizio telefonico: importanza e insoddisfazione (2021)	» 286
TAV. 10.1	Sistema di tutele: volumi in ingresso allo Sportello e al Servizio conciliazione per i settori energia elettrica, gas, idrico e rifiuti (2021)	» 292
TAV. 10.2	Importanza attribuita dai clienti ai fattori della qualità della risposta e insoddisfazione (2021)	» 295
TAV. 10.3	Chiamate pervenute al <i>call center</i> dello Sportello (2021)	» 297
TAV. 10.4	Distribuzione chiamate pervenute al <i>call center</i> dello Sportello fra rete fissa e rete mobile (2021)	» 297
TAV. 10.5	Principali argomenti delle chiamate gestite dal <i>call center</i> dello Sportello per servizio selezionato dal chiamante (2021)	» 298
TAV. 10.6	Principali argomenti dei quesiti ricevuti dal <i>call center</i> dello Sportello (2021)	» 298
TAV. 10.7	Principali argomenti delle chiamate gestite dal <i>call center</i> dello Sportello mediante <i>call back</i> (2021)	» 299
TAV. 10.8	Livelli di servizio per il <i>call center</i> dello Sportello (2021)	» 300
TAV. 10.9	Risultati della rilevazione di <i>customer satisfaction</i> per il <i>call center</i> dello Sportello (2021)	» 300
TAV. 10.10	Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali informative (2021)	» 303
TAV. 10.11	Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali risolutive (2021)	» 312
TAV. 10.12	Organismi iscritti nell'Elenco ADR dell'Autorità al 31 dicembre 2021	» 314

TAV. 10.13	Organismi ADR: percentuale di domande ammesse su domande ricevute per settore (2021)	pag. 317
TAV. 10.14	Argomenti e sub-argomenti relativi ai reclami trasmessi allo Sportello per il settore idrico (2021)	» 321
TAV. 10.15	Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico, in €/anno per punto di prelievo (anni 2017-2022)	» 329
TAV. 10.16	Ammontare del bonus gas per i clienti in stato di disagio economico, in €/anno per punto di riconsegna (anno 2021)	» 330
TAV. 10.17	Ammontare del bonus gas integrativo per i clienti in stato di disagio economico, in €/anno per punto di riconsegna (IV trimestre 2021)	» 330
TAV. 10.18	Ammontare del bonus gas integrativo per i clienti in stato di disagio economico, in €/anno per punto di riconsegna (I trimestre 2022)	» 331
TAV. 10.19	Ripartizione percentuale dei nuclei familiari beneficiari di bonus elettrico e gas per disagio economico per area geografica (anno 2021)	» 335
TAV. 10.20	Clienti titolari di bonus elettrico e gas per disagio economico (anni 2017-2021)	» 336
TAV. 10.21	Clienti titolari di bonus elettrico per disagio fisico (anni 2017-2021)	» 336
TAV. 10.22	Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio fisico (anno 2021)	» 337
TAV. 10.23	Ripartizione percentuale per fasce dei bonus per disagio fisico (anni 2020-2021)	» 337
TAV 11.1	Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2017-2021 – Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo	» 347
TAV. 11.2	Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2017-2021 – Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo	» 348
TAV. 11.3	Verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio (novembre 2021)	» 350
TAV. 11.4	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio (maggio-novembre 2021)	» 351
TAV. 11.5	Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento (gennaio-dicembre 2021)	» 352
TAV. 11.6	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas naturale, in materia di regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento (<i>settlement gas</i>) (ottobre-novembre 2021)	» 353
TAV. 11.7	Esiti del contenzioso dal 1997 al 2021	» 375
TAV. 11.8	Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2021	» 375
TAV. 11.9	Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2021 (dati disponibili al 31 dicembre 2021)	» 376
TAV. 12.1	Documenti per la consultazione adottati nel 2021 (gennaio-dicembre)	» 386
TAV. 12.2	Andamento mensile della produzione provvedimentale per l'anno 2021	» 390
TAV. 12.3	Provvedimenti dell'Autorità adottati negli anni 2020 e 2021, suddivisi per macro-aree di intervento	» 391
TAV. 12.4	Personale di ruolo dell'Autorità in servizio al 31 dicembre 2021	» 402
TAV. 12.5	Composizione del personale in servizio al 31 dicembre 2021 per tipo di contratto e qualifica	» 402
TAV. 12.6	Retribuzione annua lorda (in euro) per carriera e grado al 31 dicembre 2021	» 402
TAV. 12.7	Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto (in milioni di euro, al netto delle partite di giro)	» 403

Indice delle figure

FIG. 3.1	Stato di implementazione dei regolamenti europei al 31 dicembre 2021	pag. 126
FIG. 5.1	Quadro sinottico dei periodi regolatori dei servizi infrastrutturali energetici	» 169
FIG. 5.2	Schema concettuale ROSS-base	» 170
FIG. 9.1	Numero di visite per dispositivo alla data del 31 dicembre 2021	» 248
FIG. 9.2	Offerte presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2021, distinte per <i>commodity</i>	» 250
FIG. 9.3	Offerte presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2021, distinte per tipologia di cliente finale, <i>commodity</i> e tipologia di prezzo	» 250
FIG. 9.4	Andamento delle spese medie annue delle offerte fisse di energia elettrica per cliente domestico tipo (2021)	» 251
FIG. 9.5	Andamento delle spese medie annue delle offerte variabili di energia elettrica per cliente domestico tipo (2021)	» 252
FIG. 9.6	Andamento percentuale delle offerte fisse dell'energia elettrica per cliente domestico tipo, inferiori alla spesa di maggior tutela (2021)	» 252
FIG. 9.7	Andamento percentuale delle offerte variabili dell'energia elettrica per cliente domestico tipo, inferiori alla spesa di maggior tutela (2021)	» 253
FIG. 9.8	Andamento delle spese medie annue delle offerte fisse di gas naturale per cliente domestico tipo (2021)	» 253
FIG. 9.9	Andamento delle spese medie annue delle offerte variabili di gas naturale per cliente domestico tipo, anno 2021	» 254
FIG. 9.10	Andamento percentuale delle offerte fisse di gas naturale per cliente domestico tipo, anno 2021, inferiori alla spesa di tutela gas	» 254
FIG. 9.11	Andamento percentuale delle offerte variabili di gas naturale per cliente domestico tipo, inferiori alla spesa di tutela gas (2021)	» 255
FIG. 9.12	Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario nel settore elettrico	» 263
FIG. 9.13	Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario nel settore del gas	» 264
FIG. 9.14	Indice di soddisfazione – Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (II semestre 2010-2021)	» 285
FIG. 10.1	Focus sui principali argomenti canale bonus relativamente alle chiamate gestite dal <i>call center</i> dello Sportello (2021)	» 299
FIG. 10.2	Principali argomenti delle richieste di informazioni gestite dallo Sportello, settori energetici (2021)	» 301
FIG. 10.3	Principali argomenti delle richieste di informazioni gestite dallo Sportello nel settore idrico (2021)	» 301
FIG. 10.4	Richieste di attivazione di procedure speciali informative ricevute dallo Sportello (2021)	» 303
FIG. 10.5	<i>Trend</i> domande presentate al Servizio conciliazione (2017-2021)	» 304
FIG. 10.6	Indice regionale delle domande ricevute dal Servizio conciliazione (2021)	» 305
FIG. 10.7	Domande ricevute dal Servizio conciliazione per settore (2021)	» 305
FIG. 10.8	Domande ricevute dal Servizio conciliazione per attivante (2021)	» 306
FIG. 10.9	Domande ricevute dal Servizio conciliazione per tipologia di cliente o utente finale (2021)	» 307
FIG. 10.10	Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione nei settori energetici (2021)	» 307

FIG. 10.11	Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione nel settore idrico (2021)	pag. 308
FIG. 10.12	Andamento delle domande presentate al Servizio conciliazione (2021)	» 309
FIG. 10.13	Esiti delle procedure concluse presso il Servizio conciliazione (2021)	» 310
FIG. 10.14	Risultati della <i>customer satisfaction</i> per il Servizio conciliazione (2021)	» 310
FIG. 10.15	Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive ricevute dallo Sportello (2021)	» 311
FIG. 10.16	Organismi ADR: domande ricevute per settore (2021)	» 316
FIG. 10.17	Organismi ADR: principali argomenti oggetto delle controversie nei settori energetici (2021)	» 316
FIG. 10.18	Organismi ADR: principali argomenti oggetto delle controversie nel settore idrico (2021)	» 317
FIG. 10.19	Organismi ADR: principali motivi di inammissibilità della domanda (2021)	» 318
FIG. 10.20	Organismi ADR: distribuzione percentuale delle procedure concluse per settore (2021)	» 318
FIG. 10.21	Organismi ADR: esiti delle procedure concluse (2021)	» 319
FIG. 10.22	<i>Trend</i> relativo ai reclami gestiti dallo Sportello nel settore idrico (2021)	» 322
FIG. 10.23	Focus sulla tipologia di utenti finali dei reclami (2021)	» 323
FIG. 10.24	Esito dell'attività di gestione dei reclami del settore idrico da parte dello Sportello (2021)	» 323
FIG. 10.25	Indice di reclusività per il settore idrico su base regionale (2018-2021)	» 324
FIG. 10.26	Focus sui gestori del settore idrico – Carta dei servizi (2021)	» 325
FIG. 10.27	Ripartizione percentuale per numero di componenti dei nuclei familiari beneficiari di bonus elettrico per disagio economico (gennaio-dicembre 2021)	» 332
FIG. 10.28	Ripartizione percentuale per numero di componenti dei nuclei familiari beneficiari di bonus gas per disagio economico (gennaio-dicembre 2021)	» 333
FIG. 10.29	Distribuzione dei bonus elettrici per disagio economico a livello regionale e percentuale rispetto ai POD totali domestici della regione	» 334
FIG. 10.30	Distribuzione dei bonus gas per disagio economico a livello regionale e percentuale rispetto ai PDR totali domestici della regione	» 335
Fig. 11.1	Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità al 31 dicembre degli anni indicati	» 354
Fig. 11.2	Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per anno e per settore di attività	» 355
Fig. 11.3	Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per settore di attività (marzo 2022)	» 355
FIG. 11.4	Atti adottati in relazione all'attività sanzionatoria svolta nel 2021	» 357
FIG. 11.5	Ripartizione dei provvedimenti conclusivi dell'attività sanzionatoria svolta nel 2020	» 359
FIG. 11.6	Reclami presentati dagli operatori gestiti dall'Autorità ai sensi della delibera 188/2012/E/com (giugno 2012-dicembre 2021)	» 366
FIG. 11.7	Reclami fra operatori gestiti dall'Autorità ai sensi della delibera 188/2012/E/com (focus sul 2021)	» 366
FIG. 12.1	Andamento dei provvedimenti adottati dall'Autorità nel 2021	» 390



CAPITOLO

1



QUADRO NORMATIVO

INTERSETTORIALE

Evoluzione della legislazione europea

Normativa eurounitaria nei settori dell'energia

La Legge clima e il pacchetto "Fit for 55"

A giugno 2021, con il voto in Parlamento europeo e in Consiglio, è stato approvato il regolamento europeo che istituisce un quadro normativo atto al raggiungimento della neutralità climatica (di seguito anche: Legge clima). Con questa legge, l'Unione europea (UE) si impegna formalmente a raggiungere la neutralità climatica entro il 2050, ossia le emissioni e gli assorbimenti di gas a effetto serra dovranno essere bilanciati all'interno dell'Unione per ridurre così le emissioni nette a zero entro tale data. Inoltre, essa ridefinisce l'obiettivo climatico al 2030 che è ora fissato al 55% di riduzione delle emissioni nette di gas a effetto serra rispetto al 1990, mentre prima era fissato al 40%. I risultati raggiunti dagli stati membri per ridurre le emissioni sono riportati con cadenza regolare alla Commissione e valutati dalla stessa con il supporto dell'Agenzia europea dell'ambiente; la Commissione può inoltrare raccomandazioni specifiche agli stati membri che sono tenuti a rispondere con una notifica formale di impegno.

Il 14 luglio 2021 sono state pubblicate le nuove proposte di misure legislative del pacchetto "Fit for 55", con lo scopo di raggiungere il target di riduzione delle emissioni del 55% al 2030. Le misure riguardano molti settori (tra cui trasporti, agricoltura, edilizia, industria). Con riguardo al settore energetico, il pacchetto prevede in particolare la revisione della direttiva sul sistema di scambio di quote di emissione dell'UE (c.d. EU ETS), la creazione del Fondo sociale per il clima, la revisione della direttiva sulle energie rinnovabili e la revisione della direttiva sull'efficienza energetica, qui di seguito brevemente descritte.

Con la revisione della direttiva sull'EU ETS, la Commissione vuole rafforzare il meccanismo ETS che consiste nel definire un tetto massimo di emissioni di CO₂ – da ridurre annualmente – da taluni settori quali la produzione di energia elettrica, alcuni settori industriali (segnatamente i c.d. settori energivori) e il trasporto aereo. La Commissione propone di rafforzare il sistema ETS attraverso i seguenti strumenti:

- aumento del target di riduzione delle emissioni dal 40% al 61% rispetto al 2005 entro il 2030;
- estensione graduale, fra il 2023 e il 2026, del sistema ETS al trasporto marittimo;
- obbligo per gli stati membri di utilizzare la totalità dei fondi provenienti dalle aste per politiche legate al clima;
- riduzione delle quote gratuite tramite la modifica dei criteri per la loro assegnazione;
- introduzione graduale, attraverso un atto legislativo separato, del *Carbon border adjustment mechanism* (CBAM) per ridurre il *carbon leakage*. Il CBAM è di fatto un dazio – legato alle quote ETS – sull'importazione di un numero limitato di prodotti altamente basato sul loro contenuto di carbonio;
- rafforzamento del *Market stability reserve*, lo strumento introdotto a partire dal 2019 basato sul ritiro delle quote di emissioni in eccesso per limitare le fluttuazioni di prezzo della CO₂.

La Commissione, inoltre, ha proposto un sistema di scambio di quote per le emissioni dal trasporto su strada e dal settore edile, autonomo e separato dall'ETS, in capo ai fornitori di carburante. Il tetto annuale di emissioni per il nuovo sistema di scambio sarà fissato dal 2026 sulla base dei dati raccolti, con un target di riduzione del

43% nel 2030 rispetto al 2005. Tutte le quote saranno messe all'asta dagli stati membri e ripartite in base alla loro percentuale di emissioni storiche.

Strettamente correlato alla revisione della direttiva EU ETS, la Commissione propone l'istituzione di un Fondo sociale per il clima per il periodo 2025-2032 per compensare i maggiori costi derivanti dall'estensione del meccanismo ETS ai settori edile e del trasporto su strada. Le risorse del Fondo dovranno essere distribuite agli stati membri per sostenere misure e investimenti volti a ridurre la dipendenza dai combustibili fossili a vantaggio dei soggetti vulnerabili (famiglie, micro-imprese e utenti dei trasporti, nonché per sostenere il reddito delle famiglie vulnerabili). La dotazione finanziaria è di 72,2 miliardi di euro che dovrebbe corrispondere al 25% dei ricavi previsti dalle aste. Gli stati membri dovrebbero contribuire ad almeno il 50% dei costi totali stimati del piano e, a questo scopo, dovrebbero utilizzare i proventi delle aste delle proprie quote di permessi di emissione.

La distribuzione delle quote del Fondo tra gli stati sarà effettuata conformemente a una metodologia definita nel regolamento che tiene conto di una serie di parametri economici e ambientali. Secondo questa metodologia, l'Italia sarebbe il terzo paese per assegnazione a cui spetterebbe il 10,8% del Fondo, corrispondente a circa 7,8 miliardi di euro: 2,5 miliardi per gli anni 2025-2027, e 5,3 per gli anni 2028-2032. L'utilizzo del Fondo è subordinato alla presentazione di un Piano sociale per il clima, contenente una serie coerente di misure e investimenti per affrontare l'impatto del sistema di emissioni sui clienti vulnerabili, che dovrà essere presentato unitamente all'aggiornamento del Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC), previsto nel 2024 e sottoposto alla valutazione della Commissione.

Le proposte di revisione della direttiva sulle energie rinnovabili 2018/2001/UE (c.d. RED II), che era stata approvata all'interno del *Clean Energy Package*, oltre ad aumentare l'obiettivo vincolante a livello europeo al 2030 di consumo energetico da energia rinnovabile dal 32% al 40%, prevedono una serie di misure volte a promuovere ulteriormente l'uso sostenibile di energia rinnovabile. Fra i punti da segnalare:

- il rafforzamento dei criteri di sostenibilità per l'uso della biomassa per ridurre al minimo indebiti effetti di distorsione sul mercato delle materie prime e le ripercussioni negative sulla biodiversità;
- l'obiettivo dell'1,1% di crescita della quota di energie rinnovabili nel settore del riscaldamento e raffreddamento che diventa vincolante per gli stati membri;
- l'aumento dell'obiettivo di crescita annuale della quota di energie rinnovabili nel settore del telecalore per gli stati membri dall'1% al 2,1%;
- l'introduzione di un obiettivo di riduzione dell'intensità delle emissioni di gas a effetto serra dovute all'uso dei carburanti per i trasporti del 13% entro il 2030 (equivalente all'aumento della quota di rinnovabili nei carburanti del 28%, mentre ora è del 14%);
- la definizione, da parte degli stati membri, di un quadro normativo e regolatorio per lo sviluppo su ampia scala dei *Power purchase agreements* (PPA) per le energie rinnovabili, rimuovendo tutte le barriere normative e regolatorie e prevedendo lo sviluppo di appositi strumenti di finanziamento per le piccole e medie imprese;
- la rimozione del divieto per gli stati membri di concedere garanzie di origine a produttori che ricevono incentivi finanziari;
- l'obbligo per gli stati membri di concordare almeno un progetto transfrontaliero sulle energie rinnovabili con uno o più stati entro il 2025;
- l'obbligo, per gli stati che si affacciano su un bacino marino, di concordare in maniera congiunta l'ammontare dei progetti *off shore* da sviluppare entro il 2050, con obiettivi intermedi al 2030 e al 2040;

- l'obbligo per gli operatori di rete, sia di trasmissione che di distribuzione, di dare informazioni sulla quota di energia rinnovabile e di contenuto di carbonio dell'energia oraria fornita in ogni zona di offerta il più possibile in tempo reale, ma a intervalli temporali non superiori all'ora, con previsioni ove disponibili;
- la garanzia di accesso da parte dei proprietari degli stoccaggi elettrici di tutte le informazioni per i consumatori e parte terzi;
- la definizione di un quadro normativo non discriminatorio per l'accesso ai mercati dei servizi dell'energia elettrica anche dei sistemi piccoli o mobili come le batterie per uso domestico e i veicoli elettrici, sia diretta che mediante aggregazione;
- la rimozione del riferimento ai trasporti nella definizione di "combustibili rinnovabili di origine non biologica" che includono anche l'idrogeno prodotto con energia elettrica rinnovabile;
- l'introduzione dell'obiettivo del 50% di idrogeno rinnovabile per i consumi industriali.

La proposta di nuova direttiva sulla efficienza energetica (EED) prevede l'innalzamento dell'obiettivo UE di risparmi energetici al 2030, fissato al 9% rispetto alle proiezioni al 2030 del *reference* scenario 2020 (basato sui contributi attesi dai Piani nazionali per l'energia e il clima). Se comparato all'obiettivo della direttiva 2018, pari a -32,5% rispetto al *reference* scenario 2007, tale obiettivo si tradurrebbe in circa -36% per il consumo di energia finale e -39% per il consumo di energia primaria. Lo stesso obiettivo è stato reso vincolante a livello europeo.

La Commissione propone di introdurre una formula per calcolare il contributo degli stati membri all'obiettivo UE, in analogia a quanto previsto per l'obiettivo nazionale per le fonti rinnovabili, e di innalzare l'obbligo per ogni stato membro di nuovi risparmi energetici annui da politiche attive dall'attuale 0,8% all'1,5% a partire dal 2024. Per il settore pubblico si propone di estendere il rinnovamento annuale del 3% della superficie degli edifici pubblici a tutti gli edifici con superficie maggiore di 250 m² (ora è di 500 m²) e di introdurre un nuovo obbligo di riduzione annua dei consumi energetici degli enti pubblici pari all'1,7%, rispetto ai 2 anni precedenti all'entrata in vigore della direttiva.

Viene rafforzato il principio "*Energy Efficiency First*" (efficienza energetica al primo posto) con l'obbligo di considerare soluzioni di efficienza energetica nel pianificare decisioni di investimento anche in settori non energetici, se hanno impatto sui consumi. Gli stati membri saranno chiamati a individuare un soggetto responsabile per il monitoraggio, a promuovere analisi costi-benefici e a informare la Commissione europea sull'applicazione del principio. Tale principio trova applicazione altresì sulle infrastrutture di gas ed elettricità. Si prevede infatti che gli stati membri provvedano affinché i gestori dei sistemi di rete, sia di trasmissione che di distribuzione: si attengano al principio "*Energy Efficiency First*" nella pianificazione e nello sviluppo delle reti e nelle decisioni di investimento; sviluppino soluzioni innovative per migliorare l'efficienza energetica anche grazie a una regolamentazione basata sugli incentivi; monitorino le perdite di rete e per ridurle adottino misure che devono essere riferite alle autorità di regolazione dell'energia. Le autorità devono, invece: fornire metodologie e orientamenti sulle modalità di valutazione delle alternative nell'ambito dell'analisi costi-benefici, tenendo conto dei benefici più generalizzati; considerare il principio di "*Energy Efficiency First*" nell'approvazione, verifica e monitoraggio degli investimenti; limitare la possibilità per i gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione di compensare le perdite di rete evitabili per mezzo delle tariffe praticate ai clienti; includere nella relazione annuale una sezione sull'efficienza energetica, fornendo una valutazione delle perdite di rete.

Vengono inoltre previste ulteriori misure per contrastare la povertà energetica come l'obbligo di raggiungere una quota della quantità totale richiesta di risparmi energetici tra i clienti vulnerabili. Gli stati membri possono anche

richiedere alle parti soggette ai regimi obbligatori di realizzare una quota di risparmio energetico presso persone in situazione di povertà energetica.

Come parte del pacchetto "*Fit for 55*", ma presentata a dicembre 2021, la Commissione ha adottato una proposta di revisione della direttiva sulla prestazione energetica degli edifici. La proposta mira a contribuire al raggiungimento dell'obiettivo di almeno il 60% di riduzione delle emissioni nel settore edile entro il 2030 rispetto al 2015 e di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050, aggiornando il quadro normativo esistente per riflettere un livello di ambizione più alto, fornendo al contempo ai paesi UE la flessibilità necessaria per tenere conto delle differenze nel parco immobiliare in tutta Europa. Più nel dettaglio, le misure mirano ad aumentare il tasso di ristrutturazione, in particolare per gli edifici con le prestazioni peggiori; a introdurre progressivamente standard minimi di prestazione energetica e nuovi standard per gli edifici di nuova costruzione; aumentare l'ambizione per gli edifici a emissioni zero e rafforzare l'integrazione dei sistemi energetici (per riscaldamento, raffrescamento, ventilazione, ricarica dei veicoli elettrici, energie rinnovabili).

La direttiva rivista modernizzerà il parco immobiliare, rendendolo più resiliente e accessibile. Sosterrà inoltre una migliore qualità dell'aria, la digitalizzazione dei sistemi energetici per gli edifici e il lancio di infrastrutture per la mobilità sostenibile. Fondamentalmente, la direttiva rivista facilita finanziamenti più mirati agli investimenti nel settore edile, integrando altri strumenti dell'UE a sostegno dei consumatori vulnerabili e combattendo la povertà energetica.

Il pacchetto "*Fit for 55*" include, inoltre, importanti proposte per la promozione dei veicoli e carburanti più puliti. La revisione dei livelli di prestazione in materia di emissioni di CO₂ delle autovetture nuove e dei furgoni nuovi punta a ridurre ulteriormente le emissioni di gas a effetto serra, dal momento che i trasporti generano quasi un quarto delle emissioni di gas a effetto serra nell'UE e sono la prima fonte di inquinamento atmosferico nelle città.

Di particolare rilevanza è il c.d. regolamento AFIR (*Alternative Fuels Infrastructure Regulation*), che abroga la direttiva AFID 2014/94/UE e introduce disposizioni vincolanti per lo sviluppo di reti di infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici, delle navi in porto e dei servizi aeroportuali. Gli aspetti relativi ai veicoli elettrici sono trattati nel regolamento "CO₂ auto" (e per quanto riguarda i trasporti aerei e marittimi, i regolamenti *ReFuelEU Aviation* e *FuelEU Maritime*) che costituisce il presupposto del regolamento AFIR in quanto contiene le disposizioni per la progressiva trasformazione dei veicoli in veicoli elettrici, con il duplice obiettivo dichiarato dalla Commissione per il 2030: (i) riduzione del 55% delle emissioni delle automobili; (ii) riduzione del 50% delle emissioni dei veicoli commerciali; e con l'ambizioso obiettivo di zero emissioni delle nuove automobili entro il 2035.

La principale differenza del regolamento AFIR rispetto all'attuale direttiva AFID (che viene abrogata) è l'introduzione di obiettivi vincolanti ovvero l'obiettivo di assicurare un rapporto di almeno 1 kW di infrastruttura di ricarica in luoghi accessibili al pubblico per ogni veicolo elettrico "*light-duty*" (automobili e furgoni) e 0,66 kW per ogni veicolo elettrico ibrido *plug-in*. Sono presenti, inoltre, obiettivi di installazione di infrastrutture di ricarica, per livelli di potenza crescenti nel tempo, lungo gli assi viari delle reti "*TEN-T core*" e "*TEN-T comprehensive*", nonché obiettivi per infrastrutture di ricarica per veicoli "*heavy-duty*" (camion, autobus e simili). In modo innovativo, sono considerate, ai fini degli obblighi, non solo le infrastrutture di ricarica fisse ma anche quelle mobili. Disposizioni vincolanti sono inserite anche per quanto riguarda il pagamento elettronico dei servizi di ricarica e per la connessione digitale delle infrastrutture.

Pacchetto idrogeno e per la decarbonizzazione del settore del gas

All'interno del pacchetto "Fit for 55", il 15 dicembre 2021 la Commissione europea ha presentato il pacchetto idrogeno e per la decarbonizzazione del settore del gas naturale contenente misure volte a facilitare lo sviluppo dei gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio. Il pacchetto contiene: la revisione della direttiva 2009/73/CE per il mercato interno del gas naturale, la revisione del regolamento (CE) 715/2009 relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale e gas e un nuovo regolamento sulle emissioni di metano.

Con riferimento alla revisione della direttiva gas, si introducono nuove categorie coerenti con le definizioni di energie rinnovabili contenute nella RED II (direttiva 2018/2001/UE) come quella di "idrogeno a basso contenuto di carbonio" (ovvero derivante da fonti non rinnovabili che permette tuttavia un abbattimento delle emissioni del 70%) o di "gas rinnovabile" (il biogas, il biometano e i carburanti gassosi di origine non biologica per il trasporto ai sensi della RED II, art. 2). Viene introdotta una serie di norme per la regolazione delle infrastrutture per l'idrogeno. Per quanto riguarda l'accesso alle infrastrutture idrogeno, si prevede di *default* un accesso regolato alle reti, tuttavia, fino al 2030, gli stati membri possono prevedere l'accesso alle reti con tariffe negoziate direttamente tra gli operatori di rete e gli utenti. È previsto, invece, sin dall'entrata in vigore, l'accesso regolato per gli stoccaggi e negoziato per i terminali di idrogeno. Con riferimento all'*unbundling* delle infrastrutture di trasporto per idrogeno (per le quali non è prevista distinzione tra distribuzione e trasporto) i modelli previsti sono quello della separazione proprietaria o quello *Independent System Operator* (ISO) (nel caso in cui l'operatore di rete appartenga ad una azienda verticalmente integrata), tuttavia, fino al 2030, gli stati membri potranno prevedere anche il modello di *Independent Transmission Operator* (ITO). Per la gestione delle reti, la proposta di direttiva prevede almeno la separazione legale fra operatori di rete gas e idrogeno mentre per tutte le altre attività di gas e idrogeno (produzione/vendita) è richiesta almeno la separazione contabile. Sono previste esenzioni, ove lo stato membro lo ritenga opportuno, e previa approvazione del regolatore, dalle norme di accesso e *unbundling* per le reti idrogeno esistenti (solo fino al 2030), e per le reti idrogeno geograficamente delimitate, che trasportano idrogeno da un punto di entrata a un limitato numero di punti di uscita in un'area commerciale o industriale delimitata. Per quanto riguarda la pianificazione delle reti, la direttiva richiede agli operatori dell'idrogeno un rapporto sullo sviluppo delle reti da sottoporre al regolatore ad intervalli regolari, contenente anche l'eventuale riconversione delle reti gas. La direttiva definisce inoltre un quadro per facilitare lo sviluppo di progetti di infrastrutture a idrogeno *cross-border* che rientrano nel TYNDP (*Ten Year National Development Plan*, i Piani nazionali di sviluppo decennale) ma non vengono inclusi nella lista dei Progetti di interesse comune (PCI) come definiti nella revisione della regolazione (UE) 347/2013 (c.d. regolazione TEN-E).

Per le reti di gas naturale, i Piani di sviluppo decennale devono essere basati su scenari comuni gas ed elettricità e devono contenere anche informazioni sulle infrastrutture che devono essere smantellate e includere soluzioni alternative allo sviluppo di rete in linea con gli obiettivi energia-clima, come la *demand response* o gli interventi di efficienza energetica. È prevista anche una serie di norme per la difesa ed *empowerment* dei consumatori che rispecchiano quanto già previsto dalla direttiva 2019/944/UE per i consumatori di elettricità; le previsioni sulle comunità energetiche di cittadini e dei clienti attivi sono riservate ai consumatori di gas rinnovabili mentre l'obbligo di *smart metering* viene introdotto per l'idrogeno sulla base di un atto di implementazione che verrà definito dalla Commissione per i criteri di interoperabilità.

Anche con riferimento alla revisione del regolamento gas, le principali novità contenute nelle proposte riguardano i gas rinnovabili e l'idrogeno. Il regolamento conferma il principio della separazione delle *Regulatory Asset*

Base (RAB) dei settori gas, elettricità e idrogeno e, quindi, il divieto di sussidi incrociati; tuttavia, si consente agli stati membri la possibilità di derogarvi per un periodo di tempo limitato e a determinate condizioni approvate e garantite dal regolatore. Si prevedono sconti sulle componenti tariffarie per l'immissione dei gas rinnovabili nelle infrastrutture di rete e negli stoccaggi pari al 75% (sulla componente di capacità al punto di immissione in rete e sulle tariffe *in/out* degli stoccaggi) e l'azzeramento delle tariffe transfrontaliere (anche con paesi terzi) e di LNG. Riguardo al *blending* di idrogeno e gas naturale, il regolamento fissa una percentuale massima del 5% di idrogeno nelle miscele di gas naturale ai punti di interconnessione. È prevista anche l'istituzione della "Rete europea degli operatori di rete di idrogeno" (*European Network of Network Operators for Hydrogen – ENNOH*), l'equivalente dell'ENTSO-G per il settore idrogeno, sottoposto al monitoraggio dell'ACER. I compiti del nuovo organismo riguardano: lo sviluppo dei codici di rete per l'idrogeno, un rapporto annuale sulle previsioni di offerta di idrogeno per gli stati membri, la pubblicazione di TYNDP per il settore idrogeno ogni due anni. Il regolamento prevede anche che i distributori di gas naturale debbano garantire capacità di accesso agli impianti di produzione di gas rinnovabili e a bassa emissione di carbonio, anche, se necessario, attraverso l'inversione dei flussi; è prevista, in analogia col settore elettrico, la partecipazione dei distributori gas alla *European entity for distribution system operators (EU DSO entity)*.

Il regolamento prevede nuovi codici di rete per il gas naturale in materia di: *settlement*, qualità del gas, connessione dei gas rinnovabili e a basso contenuto di carbonio, efficienza energetica della rete gas, *cybersecurity*; per l'idrogeno, codici in materia di: efficienza energetica della rete idrogeno, regole di interoperabilità e di scambio dei dati, norme per il sistema di compensazione finanziaria per le infrastrutture transfrontaliere, assegnazione della capacità e gestione delle congestioni; strutture tariffarie armonizzate per l'accesso alla rete dell'idrogeno, regole di bilanciamento, *cybersecurity*.

Per il gas naturale, il regolamento propone anche emendamenti al regolamento (UE) 1938/2017 sulla sicurezza dell'approvvigionamento di gas riguardo a misure specifiche per migliorare la cooperazione e la resilienza del sistema di approvvigionamento di gas naturale. In particolare si propone che, nella valutazione dei rischi di approvvigionamento di gas, sia necessario tenere conto anche degli stoccaggi e del loro eventuale controllo da parte di operatori di paesi terzi. Ove, a livello regionale, uno o più stati membri rilevino dei rischi effettivi agli approvvigionamenti gas, si propone di adottare misure specifiche e straordinarie fra cui: l'obbligo per gli utenti dello stoccaggio di immettere volumi minimi, aste per la prenotazione delle capacità, l'istituzione dello stoccaggio strategico e la possibilità di integrare nella rete nazionale gli stoccaggi a rischio di chiusura. La proposta di regolamento definisce, inoltre, le condizioni che consentano agli stati membri di adottare, su base volontaria, un meccanismo di approvvigionamento congiunto di scorte di gas da utilizzare in caso di emergenza.

La proposta di regolamento sulle emissioni di metano riguarda le emissioni dirette nei settori petrolifero, del carbone e del gas naturale e biometano una volta immesso nella rete del gas. La proposta di regolamento prevede obblighi di misurazione, rendicontazione e verifica delle emissioni di metano del settore energetico e la riduzione immediata delle emissioni attraverso la rilevazione e la riparazione obbligatorie delle perdite e il divieto di *venting* e *flaring*.

Riforma del regolamento TEN-E

Il regolamento (UE) 347/2013 (c.d. regolamento TEN-E) ha lo scopo di definire i criteri con cui vengono selezionati i progetti di interesse comune (PCI), che possono beneficiare di un sostegno finanziario europeo, per rafforzare le infrastrutture energetiche di interconnessione tra gli stati membri. A dicembre 2020, la Commissione europea ha pubblicato una revisione del regolamento TEN-E per adeguarlo agli obiettivi di riduzione delle emissioni promuovendo l'integrazione delle energie rinnovabili e delle nuove tecnologie per l'energia pulita nel sistema energetico. La proposta è stata discussa dal Parlamento europeo e dal Consiglio europeo i quali hanno trovato un accordo su un testo condiviso a dicembre 2021. Le principali novità del nuovo regolamento sono:

- la revisione delle categorie di infrastrutture ammesse a PCI che pongono fine al sostegno delle infrastrutture fossili (petrolio e gas naturale) e introducono nuove categorie, quali: le reti elettriche *offshore*, alcuni tipi di elettrolizzatori, reti a idrogeno e reti gas intelligenti per l'integrazione di gas sostenibili; sono consentiti investimenti per infrastrutture da utilizzare per il *blending* di idrogeno con il gas naturale o il biometano solo fino al 2019;
- la promozione degli sviluppi infrastrutturali di collegamento tra l'UE e i paesi terzi – tramite l'introduzione della nuova categoria dei *projects of mutual interest* – che diano prova di essere vantaggiosi per entrambe le parti e di contribuire agli obiettivi globali dell'Unione europea in materia di energia e clima migliorando la sicurezza dell'approvvigionamento e la decarbonizzazione;
- la revisione della *governance* per migliorare il processo di pianificazione delle infrastrutture e garantire che sia allineato agli obiettivi climatici attraverso un ruolo rafforzato dell'Agenzia dell'UE per la cooperazione tra i regolatori dell'energia (ACER) e un maggiore controllo da parte della Commissione;
- l'introduzione di criteri di sostenibilità obbligatori per tutti i progetti e semplificazione delle procedure di autorizzazione.

Le nuove regole si applicheranno per la definizione della sesta lista di PCI, la cui pubblicazione è prevista per l'autunno 2023.

Normativa eurounitaria nei settori dell'ambiente

Aggiornamenti sulla legislazione europea nel settore idrico

A seguito dell'adozione del *Green Deal* europeo, l'11 dicembre 2019¹ la Commissione europea ha emanato una serie di atti legislativi e non legislativi con proposte per contrastare i cambiamenti climatici, promuovere l'uso efficiente delle risorse passando a un'economia circolare pulita, ripristinare la perdita di biodiversità e ridurre l'inquinamento. Tra tali iniziative nel corso del 2021 si evidenziano le seguenti, suscettibili di impatti sul settore dei servizi idrici nei singoli paesi europei:

- adozione da parte della Commissione europea, il 12 maggio 2021, del Piano d'azione dell'UE "Verso l'inquinamento zero per l'aria, l'acqua e il suolo" (*Zero pollution initiative*)².

1 Il *Green Deal* dell'Unione europea, predisposto dalla Commissione europea come la strategia di crescita dell'UE, intende rendere sostenibile l'economia dell'UE e promuovere gli investimenti necessari con strumenti di finanziamento per tutti i settori dell'economia. Ulteriori informazioni si possono trovare nella pagina ufficiale della Commissione europea: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en.

2 COM(2021) 400 final, Bruxelles, 12 maggio 2021.

Il piano d'azione dell'UE "inquinamento zero" è stato adottato per promuovere il raggiungimento degli obiettivi del *Green Deal* europeo. La visione di "inquinamento zero" per il 2050 prevede che l'inquinamento dell'aria, dell'acqua e del suolo sia ridotto a livelli non più considerati dannosi per la salute e gli ecosistemi naturali. Ciò si traduce in obiettivi specifici per il 2030, finalizzati ad accelerare la riduzione dell'inquinamento alla fonte, che includono il miglioramento della qualità dell'acqua riducendo i rifiuti, i rifiuti di plastica in mare (del 50%) e le microplastiche rilasciate nell'ambiente (del 30%). Azioni specifiche saranno intraprese a partire dal 2022 e, in particolare, con riferimento al settore idrico si intende:

- sostenere l'attuazione della nuova direttiva sull'acqua potabile³ e adottare i pertinenti atti delegati e di esecuzione;
- rivedere la direttiva sul trattamento delle acque reflue urbane⁴ in sinergia con la revisione della direttiva sulle emissioni industriali⁵ e la valutazione della direttiva sui fanghi di depurazione⁶;
- adozione da parte della Commissione europea, il 4 giugno 2021, del regolamento delegato che fissa i criteri di vaglio tecnico che consentono di determinare a quali condizioni si possa considerare che un'attività economica contribuisce in modo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici o all'adattamento ai cambiamenti climatici, senza arrecare un danno significativo a nessun altro obiettivo ambientale⁷.

Al fine di raggiungere gli obiettivi dell'UE in materia di clima ed energia per il 2030 e gli obiettivi del *Green Deal* europeo, la Commissione europea ha riconosciuto l'importanza di indirizzare gli investimenti in tutte le attività economiche verso attività e progetti sostenibili, approvando dapprima il regolamento 852/2020 del Parlamento europeo e del Consiglio (cosiddetto regolamento "Taxonomy"), e successivamente integrandolo con il regolamento delegato della Commissione 2139/2021 in oggetto. Per raggiungere tale finalità, la Commissione europea ha elaborato un sistema di classificazione per le attività economiche sostenibili ("tassonomia dell'UE"). Il suddetto regolamento delegato è un pacchetto di misure volte a contribuire a migliorare il flusso di finanziamenti verso attività sostenibili in tutta l'Unione europea. La protezione delle acque è più volte menzionata nel regolamento, nei criteri di vaglio tecnico per determinare le condizioni alle quali un'attività economica si qualifica come contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici (allegato I) e all'adattamento ai cambiamenti climatici (allegato II) e per determinare se tale attività economica non provochi danni significativi a nessuno degli altri obiettivi ambientali.

Le attività connesse all'acqua, elencate negli allegati I e II come attività economiche che possono contribuire alla mitigazione dei cambiamenti climatici e all'adattamento agli stessi, comprendono, tra le varie indicate:

- costruzione, estensione e gestione di sistemi di raccolta, trattamento e fornitura dell'acqua;
- rinnovo dei sistemi di raccolta, trattamento e fornitura dell'acqua, compresi i rinnovi delle infrastrutture di raccolta, trattamento e distribuzione dell'acqua per esigenze domestiche e industriali;
- costruzione, estensione e gestione di sistemi centralizzati di gestione delle acque reflue, compresa la raccolta (rete fognaria) e il trattamento;
- rinnovo dei sistemi centralizzati di gestione delle acque reflue, compresa la raccolta (rete fognaria) e il trattamento;

3 Direttiva 2020/2184/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 16 dicembre 2020 concernente la qualità delle acque destinate al consumo umano (rifusione), <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32020L2184&from=EN>.

4 Direttiva del Consiglio 91/271/EEC del 21 maggio 1991 concernente il trattamento delle acque reflue urbane, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:31991L0271&from=EN>.

5 Direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 24 novembre 2010 relativa alle emissioni industriali (prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento), rifusione, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32010L0075&from=IT>.

6 Direttiva 86/278/CEE del Consiglio del 12 giugno 1986 concernente la protezione dell'ambiente, in particolare del suolo, nell'utilizzazione dei fanghi di depurazione in agricoltura, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:31986L0278&from=IT>.

7 Regolamento delegato (UE) 2139/2021 della Commissione del 4 giugno 2021, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32021R2139&from=EN>.

- costruzione e gestione di impianti per il trattamento dei fanghi di depurazione mediante digestione anaerobica con conseguente produzione e utilizzo di biogas o prodotti chimici;
- adozione da parte del Parlamento europeo e del Consiglio, il 24 giugno 2021, del regolamento 1060/2021 recante le disposizioni comuni applicabili al Fondo europeo di sviluppo regionale, al Fondo sociale europeo *Plus*, al Fondo di coesione, al Fondo per una transizione giusta, al Fondo europeo per gli affari marittimi, la pesca e l'acquacoltura, e le regole finanziarie applicabili a tali fondi e al Fondo asilo, migrazione e integrazione, al Fondo sicurezza interna e allo Strumento di sostegno finanziario per la gestione delle frontiere e la politica dei visti⁸.
I fondi considerati si propongono obiettivi strategici di competitività, resilienza, transizione verso un'economia a zero emissioni nette di carbonio, economia circolare e adattamento e mitigazione dei cambiamenti climatici, inclusività sociale, sviluppo sostenibile e integrato dei territori, abbracciando pertanto diversi settori di attività, servizi idrici inclusi.

Per favorire il raggiungimento di tali finalità, il regolamento prevede la stipula di accordi di partenariato e stabilisce le condizioni abilitanti, ovvero le condizioni preliminari per l'attuazione efficace ed efficiente degli obiettivi specifici. Il documento delinea, inoltre, regole per la programmazione, definisce norme di sorveglianza, valutazione, comunicazione e visibilità, definendo poteri e responsabilità della Commissione europea e degli stati membri, nonché regole di gestione finanziaria.

Aggiornamenti sulla legislazione europea nel settore dei rifiuti

Il 10 febbraio 2021 il Parlamento europeo ha adottato la risoluzione 8/2021 che approva, con raccomandazioni, il Nuovo Piano d'azione per l'economia circolare diffuso dalla Commissione europea nel marzo dell'anno precedente ("Un nuovo piano d'azione per l'economia circolare, per un'Europa più pulita e competitiva", 11 marzo 2020). Nell'ambito della più vasta missione, assegnatagli dal *Green Deal*, che promuove riforme strutturali nell'economia tese a ridurre l'attitudine a produrre rifiuti e ad aumentarne la "circolarità" e la sostenibilità ambientale, il Piano contiene un importante capitolo (denominato "Meno rifiuti, più valore") dedicato agli interventi regolamentari e normativi in materia di rifiuti, un dominio cui lo stesso *Green Deal* attribuisce un consistente potenziale, in parte inesplorato, di contributo alla strategia europea di neutralità climatica.

Le iniziative regolamentari e legislative sui rifiuti, incardinate nelle attività della Commissione europea per il biennio 2021-2022, riguardano:

- gli obiettivi di riduzione dei rifiuti per determinati flussi e altre misure in materia di prevenzione dei rifiuti;
- un modello armonizzato a livello di UE per la raccolta differenziata dei rifiuti e l'etichettatura per facilitare la raccolta differenziata;
- le metodologie per tracciare e ridurre al minimo la presenza di sostanze pericolose e nocive nei materiali riciclati e nei prodotti da essi ottenuti;
- sistemi informativi armonizzati per la presenza di sostanze pericolose e nocive;
- la definizione dell'ambito di applicazione entro cui sviluppare ulteriormente, a livello di UE, criteri in materia di cessazione della qualifica di rifiuto e di sottoprodotti;
- il riesame delle norme sulle spedizioni di rifiuti.

⁸ Regolamento (UE) 1060/2021 del Parlamento europeo e del Consiglio del 24 giugno 2021, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32021R1060&from=IT>.

Nella risoluzione di approvazione, il Parlamento osserva che la dinamica apparentemente insoddisfacente nel perseguimento degli obiettivi della previgente direttiva quadro sui rifiuti, rivista nel 2018 col c.d. Pacchetto economia circolare, richiede soluzioni più incisive e chiede alla Commissione di integrare il Piano d'azione per il settore rifiuti con disposizioni rafforzative che, per esempio, stabiliscano (in analogia con le norme sulle emissioni in atmosfera) autentici limiti alla produzione di rifiuti, in linea con l'obiettivo prioritario di prevenzione dei rifiuti, inoltre migliorino e armonizzino i sistemi di raccolta differenziata per aumentarne la qualità e il potenziale di riciclabilità dei materiali, cessando di conferire in discarica i rifiuti e riducendo nel contempo al minimo l'incenerimento, ricorrendo in tal caso a impianti di termovalorizzazione avanzati, ad alta efficienza energetica e a basse emissioni, e auspicando un approccio comune a livello dell'UE per la gestione dei rifiuti urbani residui non riciclabili (non esistono nella legislazione, ad oggi, limiti all'utilizzo di tale tecnologia di trattamento con recupero energetico, comunque ritenuta preferibile, nella gerarchia comunitaria dei rifiuti, alla discarica, per la quale, invece, si è fissato il limite di conferimento del 10% dei rifiuti urbani entro il 2035).

Nel 2021 l'attività di riesame si è concretizzata nella proposta di regolamento COM(2021) 709 final (proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio relativo alle spedizioni di rifiuti e che modifica i regolamenti (UE) nn. 1257/2013 e 1056/2020, del 21 novembre 2021) il cui obiettivo è quello di affinare i controlli, minimizzare le esportazioni ed evitare che attraverso le esportazioni autorizzate si determinino rischi per la salute e l'ambiente nei paesi di transito e di ricezione dell'*export* dall'UE⁹.

Nel 2022, oltre che sull'adozione di proposte legislative di più ampia portata in termini di impatto sull'economia nel suo complesso, tese a ridurre preventivamente la generazione di rifiuti (attraverso criteri di c.d. *ecodesign*, contenuto minimo di materiali riciclati nei nuovi prodotti e diritto alla riparabilità e/o allungamento del ciclo di vita dei beni), la Commissione si sta concentrando su processi di rilevante impatto sui sistemi nazionali ed europeo di gestione propriamente detta del ciclo dei rifiuti:

- normativa per l'obbligo di riutilizzo o riciclabilità degli imballaggi entro il 2030;
- regolamentazione delle raccolte differenziate, con una tendenziale omogeneizzazione di metodi, criteri di qualità e possibilmente "etichettatura" delle raccolte, tenendo conto delle migliori pratiche esistenti negli stati membri e delle diverse condizioni regionali e locali, per garantire la circolazione e la riciclabilità dei materiali differenziati.

Oltre alle prevedibili conseguenze sull'organizzazione delle gestioni, come delle possibili variazioni nella struttura dei costi (la sola "riciclabilità totale" degli imballaggi significa, per esempio, dimensionare le fasi di raccolta, selezione e avvio al recupero per quantità di materiali sostanzialmente superiori a quelle correntemente trattate dall'industria), i provvedimenti in gestazione avranno impatti indiretti ma sostanziali anche sull'economia degli schemi di responsabilità estesa del produttore, principio fondamentale su cui il regolatore italiano intende impostare il disegno delle regole per la copertura dei costi efficienti delle filiere e delle attività connesse alla raccolta differenziata.

⁹ Al momento della redazione di questa *Relazione Annuale*, la proposta di regolamento risulta assegnata al Parlamento europeo per la procedura di codecisione 2021/0367(COD), Commissione del Parlamento europeo per l'ambiente e la salute pubblica, relatrice l'On. P. Weiss.

Evoluzione della legislazione italiana

Anche il 2021 è stato caratterizzato da un'intensa attività legislativa, causata dal protrarsi dell'emergenza epidemiologica da Covid-19 e dalla necessità di fare fronte ai suoi effetti negativi, nonché dal repentino aumento dei prezzi energetici. Di seguito, si illustreranno – seguendo l'ordine cronologico – i principali provvedimenti afferenti ai settori di competenza dell'Autorità.

Lo scorso anno è iniziato, dal punto di vista legislativo, con la legge n. 26 febbraio 2021, n. 21, di "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge n. 31 dicembre 2020, n. 183, recante disposizioni urgenti in materia di termini legislativi, di realizzazione di collegamenti digitali, di esecuzione della decisione (UE, EURATOM) 2020/2053 del Consiglio, del 14 dicembre 2020, nonché in materia di recesso del Regno Unito dall'Unione europea. Proroga del termine per la conclusione dei lavori della Commissione parlamentare di inchiesta sui fatti accaduti presso la comunità "Il Forteto". Il decreto convertito, all'art. 12, comma 9-*bis*, lettere a) e b), ha, innanzitutto, differito ulteriormente al 1° gennaio 2023 la cessazione dei regimi di tutela di prezzo per i clienti finali domestici e le micro-imprese nei settori del gas naturale e dell'energia elettrica.

Inoltre, l'art. 17-*ter* ha prorogato al 31 dicembre 2021 le agevolazioni per i titolari di utenze (elettricità, gas, idrico e telefonia) relative a immobili inagibili che, entro il 30 aprile 2021, dichiarino l'inagibilità del fabbricato, casa di abitazione, studio professionale o azienda o la permanenza dello stato di inagibilità già dichiarato. L'art. 17-*quater* ha disposto, anche, l'estensione delle agevolazioni disciplinate da questa Autorità anche alle utenze e alle forniture site nelle soluzioni abitative in emergenza (SAE), realizzate per i fabbisogni delle popolazioni colpite dagli eventi sismici verificatisi dal 24 agosto 2016, fino al completamento della ricostruzione.

L'art. 12-*bis* ha disciplinato i tempi e le modalità per la realizzazione della consultazione dei territori interessati dalla Carta nazionale delle aree potenzialmente idonee alla localizzazione del Parco tecnologico, mentre l'art. 12-*ter* ha fissato al 30 settembre 2021 il termine per l'adozione del Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI) e il termine per la ripresa dell'istruttoria, in caso di mancata adozione del PiTESAI, dei procedimenti di concessione sospesi e per la ripresa dell'efficacia dei permessi di prospezione e ricerca sospesi.

Deve porsi in evidenza anche il decreto legge n. 1° marzo 2021, n. 22, recante "Disposizioni urgenti in materia di riordino delle attribuzioni dei Ministeri", convertito, con modificazioni, in legge n. 22 aprile 2021, n. 55, il quale istituisce il Ministero della transizione ecologica, cui sono trasferite competenze in materia energetico-ambientale già del Ministero dello sviluppo economico e del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare. Tra le altre, sono assegnate a questo Ministero le seguenti funzioni: definizione degli obiettivi e delle linee di politica energetica e mineraria nazionale (autorizzazione di impianti di produzione di energia di competenza statale, compresi quelli da fonti rinnovabili, rapporti con organizzazioni internazionali e rapporti con l'Unione europea nel settore dell'energia, compresi il recepimento e l'attuazione dei programmi e delle direttive sul mercato unico europeo in materia di energia); attuazione dei processi di liberalizzazione dei mercati energetici e promozione della concorrenza nei mercati dell'energia e tutela dell'economicità e della sicurezza del sistema; individuazione e sviluppo delle reti nazionali di trasporto dell'energia elettrica e del gas naturale e definizione degli indirizzi per la loro gestione; gestione delle scorte energetiche nonché predisposizione e attuazione dei piani di emergenza energetica; sicurezza nucleare e disciplina dei sistemi di stoccaggio del combustibile irraggiato e dei

rifiuti radioattivi; agro-energie; rilevazione, elaborazione, analisi e diffusione di dati statistici in materia energetica e mineraria; piani e misure in materia di combustibili alternativi e delle relative reti e strutture di distribuzione per la ricarica dei veicoli elettrici; risparmio ambientale anche attraverso tecnologie per la riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra; gestione, riuso e riciclo dei rifiuti ed economia circolare; tutela delle risorse idriche e relativa gestione; promozione di politiche per l'economia circolare e l'uso efficiente delle risorse, fatte salve le competenze del Ministero dello sviluppo economico.

Il decreto legge n. 22 marzo 2021, n. 41, recante "Misure urgenti in materia di sostegno alle imprese e agli operatori economici, di lavoro, salute e servizi territoriali, connesse all'emergenza da Covid-19" (c.d. DL Sostegni), convertito, con modificazioni, in legge n. 21 maggio 2021, n. 69, rappresenta il primo intervento legislativo atto a contenere le conseguenze derivanti dal *trend* di crescita delle quotazioni delle materie sulle bollette energetiche.

L'art. 6 del provvedimento in esame ha, dunque, disposto, per i mesi di aprile, maggio e giugno 2021, che l'Autorità riducesse la spesa sostenuta dalle utenze elettriche connesse in bassa tensione (diverse da quelle per usi domestici), con riferimento alle voci della bolletta "trasporto e gestione del contatore" e "oneri generali di sistema", nel limite massimo di 600 milioni di euro. Nel dettaglio, la norma citata ha previsto la riduzione di tali voci, in modo che: a) fosse previsto un risparmio, parametrato al valore vigente nel primo trimestre dell'anno, delle componenti tariffarie fisse applicate per punto di prelievo; b) per le sole utenze con potenza disponibile superiore a 3,3 kW, la spesa effettiva relativa alle due voci di cui al primo periodo non superasse quella che, in vigore delle tariffe applicate nel primo trimestre dell'anno, si sarebbe ottenuta assumendo un volume di energia prelevata pari a quello effettivamente registrato e un livello di potenza impegnata fissato convenzionalmente pari a 3 kW.

L'art. 30 del provvedimento in esame ha previsto, al comma 5, limitatamente all'anno 2021, in deroga all'art. 1, comma 169, della legge finanziaria 2007, e all'art. 53, comma 16, della legge finanziaria 2001, che i comuni approvino le tariffe e i regolamenti della TARI e della tariffa corrispettiva, sulla base del piano economico-finanziario del servizio di gestione dei rifiuti, entro il 31 luglio 2021. Tale previsione si applica anche in caso di esigenze di modifica di provvedimenti già deliberati. In caso di approvazione dei provvedimenti relativi alla TARI o alla tariffa corrispettiva in data successiva all'approvazione del proprio bilancio di previsione, il comune provvede a effettuare le conseguenti modifiche al bilancio di previsione in occasione della prima variazione utile. Viene stabilito, inoltre, che le utenze non domestiche di cui all'art. 238, comma 10, del decreto legislativo n. 3 aprile 2006, n. 152, recante "Norme in materia ambientale" (Testo unico ambientale), che producono rifiuti urbani di cui all'art. 183, comma 1, lettera b-ter), punto 2, che li conferiscono al di fuori del servizio pubblico e che dimostrano di averli avviati al recupero mediante attestazione rilasciata dal soggetto che effettua l'attività di recupero dei rifiuti stessi, sono escluse dalla corresponsione della componente tariffaria rapportata alla quantità dei rifiuti conferiti; se le medesime utenze effettuano la scelta di servirsi del gestore del servizio pubblico o di ricorrere al mercato per un periodo non inferiore a cinque anni (salva la possibilità per il gestore del servizio pubblico, dietro richiesta dell'utenza non domestica, di riprendere l'erogazione del servizio anche prima della scadenza quinquennale), devono comunicarlo al comune, o al gestore del servizio rifiuti in caso di tariffa corrispettiva, entro il 30 giugno di ciascun anno, con effetto dal 1° gennaio dell'anno successivo. Solo per il 2021 la scelta deve essere comunicata entro il 31 maggio con effetto dal 1° gennaio 2022.

L'art. 30-sexies, commi 1, 2 e 3, proroga il Commissario straordinario per la sicurezza del sistema idrico del Gran Sasso dal 31 dicembre 2021 fino al 30 giugno 2023, al fine di garantire la continuità operativa anche in relazione alle difficoltà connesse all'emergenza epidemiologica da Covid-19.

Nel decreto legge n. 22 aprile 2021, n. 52, recante "Misure urgenti per la graduale ripresa delle attività economiche e sociali nel rispetto delle esigenze di contenimento della diffusione dell'epidemia da Covid-19", convertito, con modificazioni, dalla legge n. 17 giugno 2021, n. 87, è confluito, tramite l'approvazione di un emendamento del Governo, anche il contenuto del decreto legge n. 30 aprile 2021, n. 56, recante "Disposizioni urgenti in materia di termini legislativi".

L'art. 11-*quater* del provvedimento in analisi, al comma 2, ha differito al 31 maggio 2021 il termine per la deliberazione del bilancio di previsione per l'esercizio 2021 degli enti locali. La proroga di tale termine comporta anche il differimento al 31 maggio 2021 dei termini di approvazione delle delibere regolamentari e tariffarie dei tributi locali. Fa eccezione il termine per i regolamenti e le tariffe della TARI e della tariffa corrispettiva che, solo per il 2021, possono essere deliberate dai comuni entro il 30 giugno, come previsto dall'art. 30, comma 5, del decreto legge n. 41/2021 (DL Sostegni).

Il successivo art. 11-*quinquies* ha prorogato ulteriormente al 31 dicembre 2021 il regime temporaneo in materia di esercizio di poteri speciali (c.d. *golden power*¹⁰), al fine di salvaguardare gli assetti proprietari delle società operanti in settori reputati strategici e di interesse nazionale (tra cui l'energia). In particolare, è stato esteso l'ambito di applicazione dell'obbligo di notifica dell'acquisto di partecipazioni e dei relativi poteri esercitabili dal Governo (imposizione di impegni e condizioni e opposizione all'acquisto) sia con riferimento agli attivi strategici nei settori dell'energia, dei trasporti, delle comunicazioni, includendo tutti quelli connessi ai fattori critici, compresi quelli relativi ai settori finanziario, creditizio e assicurativo, sia con riferimento alle operazioni di acquisto di partecipazioni, includendo quelle che abbiano per effetto l'assunzione del controllo da parte di qualunque soggetto estero, anche appartenente all'Unione europea, nonché quelle che attribuiscono una quota dei diritti di voto o del capitale (pari almeno al 10%, 15%, 20%, 25% e 50%) da parte di soggetti esteri non appartenenti all'Unione, a prescindere dall'assunzione del controllo societario in materia di esercizio di poteri speciali nei predetti settori di rilevanza strategica.

Si cita, altresì, la legge n. 22 aprile 2021, n. 53, recante "Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea – Legge di delegazione europea 2019-2020", in attuazione della quale sono poi stati emanati: il decreto legislativo n. 8 novembre 2021, n. 199, recante "Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili" (c.d. Decreto Red II); il decreto legislativo n. 8 novembre 2021, n. 210, recante "Attuazione della direttiva UE 2019/944, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonché recante disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento UE 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento UE 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE"; il decreto legislativo n. 8 novembre 2021, n. 196, recante "Attuazione della direttiva (UE) 2019/904 sulla riduzione dell'incidenza di determinati prodotti di plastica sull'ambiente"; e il decreto legislativo n. 8 novembre 2021, n. 197, recante "Recepimento della direttiva (UE) 2019/883, relativa agli impianti portuali di raccolta per il conferimento dei rifiuti delle navi che modifica la direttiva 2010/65/UE e abroga la direttiva 2000/59/CE".

10 Con la definizione "golden power" si intende un insieme di poteri speciali esercitabili dal Governo, al fine di salvaguardare gli assetti proprietari delle imprese operanti in ambiti ritenuti strategici e di interesse pubblico e nazionale. In caso di "potenziale minaccia di grave pregiudizio" per gli interessi pubblici, il Governo, tenendo conto dei principi di proporzionalità e ragionevolezza, può dunque intervenire, attraverso: l'opposizione all'acquisto di partecipazioni; il veto all'adozione di delibere societarie; l'imposizione di specifiche prescrizioni e condizioni.

L'obiettivo è quello di contrastare eventuali operazioni speculative in momenti particolarmente difficili per le aziende italiane pubbliche e private, sempre nel rispetto della normativa europea a tutela della concorrenza.

Vale la pena ora soffermarsi sul decreto legge n. 25 maggio 2021, n. 73, recante "Misure urgenti connesse all'emergenza da Covid-19, per le imprese, il lavoro, i giovani, la salute e i servizi territoriali", convertito, con modificazioni, dalla legge n. 23 luglio 2021, n. 106, il quale, all'art. 5, ha prorogato al mese di luglio 2021 la riduzione, nel limite di spesa di 200 milioni di euro, della spesa sostenuta dalle utenze elettriche connesse in bassa tensione, diverse dagli usi domestici, con riferimento alle voci in bolletta "trasporto e gestione del contatore" e "oneri generali di sistema", previste dall'art. 6 del c.d. DL Sostegni.

Il successivo art. 5-*bis*, comma 1, anche al fine del contenimento degli adeguamenti delle tariffe del settore elettrico fissate da questa Autorità per il terzo trimestre del 2021: a) ha destinato 609 milioni (quota parte dei proventi delle aste delle quote di emissione di CO₂ di competenza del Ministero della transizione ecologica e del Ministero dello sviluppo economico) al sostegno delle misure di incentivazione delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica, che trovano copertura sulle tariffe dell'energia; e b) ha trasferito alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) 591 milioni di euro.

L'art. 6, comma 1, ha istituito poi un fondo di 600 milioni di euro, nello stato di previsione del Ministero dell'interno, per finanziare la concessione da parte dei comuni di una riduzione della TARI o della TARI corrispettiva alle categorie economiche interessate dalle chiusure o dalle restrizioni dovute all'emergenza. Il comma 2 dello stesso art. 6 ha demandato la definizione delle modalità di ripartizione del fondo a un decreto del Ministro dell'interno, adottato di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, previa intesa in sede di Conferenza Stato-Città e autonomie locali, entro 30 giorni dall'entrata in vigore del decreto. La ripartizione avviene in proporzione alla stima, per ciascun comune, dell'agevolazione massima riconducibile alle utenze non domestiche prevista all'allegato 3 ("Nota metodologica stima TARI e TARI corrispettivo") del decreto del Ministero dell'economia e delle finanze – Ragioneria generale dello Stato, di concerto con il Ministero dell'interno del 1° aprile 2021.

L'art. 9-*bis* ha prorogato al 31 luglio 2021 il termine di approvazione delle tariffe e dei regolamenti della TARI e della tariffa corrispettiva per il 2021.

Rilevante il decreto legge n. 31 maggio 2021, n. 77, recante "*Governance* del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure", convertito, con modificazioni, dalla legge n. 29 luglio 2021, n. 108, il quale, oltre a definire una *governance* idonea all'attuazione tempestiva del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) nell'ambito di un quadro normativo nazionale finalizzato a semplificare e ad agevolare la realizzazione dei traguardi e degli obiettivi stabiliti dallo stesso PNRR, dal PNC (Piano nazionale per gli investimenti complementari) e dal PNIEC (Piano nazionale integrato per l'energia e il clima), ha previsto, tra le altre disposizioni, quelle finalizzate ad accelerare le procedure per il raggiungimento degli obiettivi nazionali di efficienza energetica contenuti nel PNIEC e nel PNRR, con particolare riguardo all'incremento del ricorso alle fonti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (art. 30); altre disposizioni volte alla semplificazione delle norme per gli impianti di accumulo e fotovoltaici e all'individuazione delle infrastrutture per il trasporto del GNL in Sardegna (art. 31); infine, previsioni di semplificazione in materia di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e semplificazione delle procedure di *repowering* (art. 32). Con riferimento al settore ambientale, poi, l'art. 34 ha modificato l'art. 184-*ter* del TUA, in tema di cessazione della qualifica di rifiuto: la lettera a) ha integrato il comma 3 del citato art. 184-*ter*, prevedendo il parere obbligatorio e vincolante dell'ISPRA o dell'ARPA territorialmente competente per il rilascio o il rinnovo delle autorizzazioni di cui agli articoli 208 ("Autorizzazione unica per i nuovi impianti di smaltimento e di recupero dei rifiuti"), 209 ("Rinnovo delle autorizzazioni alle imprese in possesso di certificazione ambientale") e 211 ("Autorizzazione di

impianti di ricerca e di sperimentazione”), e di cui al Titolo III-*bis* (“L’autorizzazione integrata ambientale”) della parte seconda del TUA, per lo svolgimento di operazioni di recupero ai sensi dello stesso art. 184-*ter*. Le lettere b) e c) hanno abrogato la successiva procedura di controllo che prevede il coinvolgimento del Ministero della transizione ecologica e, nel caso, l’adeguamento dell’autorizzazione rilasciata alle conclusioni ministeriali. Infine, l’art. 35 del provvedimento *de quo* ha previsto misure di semplificazione per la promozione dell’economia circolare, al fine di consentire la corretta gestione dei rifiuti e la migliore attuazione degli interventi previsti dal PNRR.

Di notevole rilievo risulta anche l’istituzione, il 13 ottobre 2021, della Commissione parlamentare di inchiesta sulla tutela dei consumatori e degli utenti, considerato che questa Autorità, fin dalla sua istituzione, ha improntato la propria azione alla tutela dei consumatori e degli utenti, come previsto dalla stessa legge istitutiva 14 novembre 1995, n. 481.

Vale ora la pena richiamare il decreto legge n. 10 settembre 2021, n. 121, recante “Disposizioni urgenti in materia di investimenti e sicurezza delle infrastrutture, dei trasporti e della circolazione stradale, per la funzionalità del Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili, del Consiglio superiore dei lavori pubblici e dell’Agenzia nazionale per la sicurezza delle infrastrutture stradali e autostradali”, convertito, con modificazioni, in legge n. 9 novembre 2021, n. 156, il quale, all’art. 2, sostituendo l’art. 1, comma 516, della legge di bilancio per l’anno 2018, ha disposto che il Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza del settore idrico debba essere adottato entro il 30 giugno 2022 e sia aggiornato ogni tre anni. Introducendo poi, nella medesima legge di bilancio per l’anno 2018, i nuovi commi 516-*bis* e 516-*ter*, ha previsto che, entro il 28 febbraio 2022, con uno o più decreti del Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili, di concerto con i Ministeri della transizione ecologica, delle politiche agricole, della cultura e dell’economia e delle finanze, sentita questa Autorità, previa acquisizione dell’intesa in sede di Conferenza unificata, siano definiti i criteri e le modalità per la redazione e per l’aggiornamento del Piano nazionale. L’Autorità è tenuta a effettuare anche la valutazione della qualità tecnica e della sostenibilità economico-finanziaria per gli interventi proposti da soggetti da essa regolati.

Con il decreto legge n. 27 settembre 2021, n. 130, recante “Misure urgenti per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico e del gas naturale”, convertito, con modificazioni, dalla legge n. 25 novembre 2021, n. 171, Governo e Parlamento hanno adottato interventi, per complessivi 3,5 miliardi di euro (inclusa la riduzione dell’IVA sul gas), per attenuare gli effetti degli aumenti del prezzo per l’energia elettrica e il gas naturale per 29 milioni di famiglie, oltre che per 6 milioni di utenze elettriche “non domestiche”, in larghissima parte micro-imprese e piccole imprese, ma anche per neutralizzare del tutto l’aumento dei prezzi per i titolari dei bonus sociali. Nel settore elettrico, lo stanziamento, anche per il quarto trimestre 2021, di ulteriori risorse, pari a 2 miliardi di euro, ha consentito all’Autorità di annullare completamente le aliquote degli oneri generali di sistema per tutti i clienti domestici e per i clienti non domestici, per altri usi, con potenza disponibile fino a 16,5 kW, e di confermare il livello delle componenti tariffarie relative agli oneri generali di sistema, già praticamente dimezzato nel terzo trimestre 2021, per tutti gli altri utenti elettrici (art. 1, commi 1 e 2). Nel settore del gas naturale, l’assegnazione straordinaria di 480 milioni di euro ha permesso all’Autorità di annullare, per il quarto trimestre 2021, per tutti gli utenti, le aliquote delle componenti relative agli oneri generali di sistema del settore del gas, a copertura della promozione dell’efficienza energetica (componenti RE/RET), dei recuperi perequativi per gli esercenti i servizi di ultima istanza (componente UG3) e del bonus sociale gas (componenti GS/GST) (art. 2, comma 2). A ciò si aggiunge l’intervento sulle aliquote IVA del gas naturale (art. 2, comma 1). Infine, in virtù di quanto previsto dall’art. 3 del provvedimento in analisi, l’Autorità ha rideterminato in via straordinaria, per il quarto trimestre 2021, le agevolazioni relative alle tariffe elettriche e gas riconosciute ai clienti domestici in situazione di disagio economico e a quelli in gravi condizioni di salute, in aggiunta a quelle già definite per l’anno 2021, grazie allo stanziamento di ulteriori 450 milioni di euro. Come già

rilevato, con tale stanziamento è stato possibile neutralizzare completamente, per i clienti titolari di bonus sociale, gli aumenti del quarto trimestre sia per l'energia elettrica sia per il gas naturale.

Si evidenzia, ancora, il decreto legge n. 6 novembre 2021, n. 152, recante "Disposizioni urgenti per l'attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e per la prevenzione delle infiltrazioni mafiose", convertito in legge n. 29 dicembre 2021, n. 233, il quale, all'art. 16, ha introdotto alcune modifiche al Testo unico ambientale in merito alle risorse idriche. Tra l'altro, è previsto che il decreto del Ministero dell'economia e delle finanze, con il quale sono stabiliti i criteri generali per la determinazione da parte delle regioni dei canoni di concessione per l'utenza di acqua pubblica, sia predisposto di concerto con il Ministero della transizione ecologica e il Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali, e che, nella determinazione dei canoni, si tenga conto – oltre che dei costi già previsti – anche dei costi dell'inquinamento, conformemente al principio "chi inquina paga".

L'art. 16-*bis* ha prorogato dal 31 dicembre 2023 al 31 dicembre 2025 l'affidamento del servizio idrico integrato alla società Acquedotto pugliese, al fine di completare il processo di liquidazione dell'Ente per lo sviluppo dell'irrigazione e la trasformazione fondiaria in Puglia, Lucania e Irpinia (EIPLI), di accelerare la costituzione della società per azioni a totale capitale pubblico che ne assumerà le funzioni e di consentire l'utilizzo dei fondi messi a disposizione dal PNRR, allo scopo di evitare che gli effetti dell'emergenza da Covid-19 possano inficiare l'efficacia delle procedure da avviare per l'affidamento del servizio idrico integrato nella regione Puglia.

L'art. 16-*ter*, comma 1, ha stabilito che, a decorrere dalla data di cessazione del servizio di maggior tutela per i clienti domestici (1° gennaio 2023), in via transitoria e nelle more dello svolgimento delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio di vendita a tutele graduali, i clienti domestici continuano a essere riforniti di energia elettrica dal servizio di tutela, secondo gli indirizzi definiti con decreto del Ministro della transizione ecologica. Il comma 2 del medesimo articolo ha affidato all'Autorità il compito di adottare disposizioni per assicurare l'assegnazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici, mediante procedure competitive da concludersi entro il 10 gennaio 2024, garantendo la continuità della fornitura di energia elettrica. Il comma 3 ha previsto che, qualora al 1° gennaio 2023 non siano state adottate le misure previste dal decreto legislativo n. 210/2021, in tema di mercato interno dell'energia elettrica, nei confronti dei clienti vulnerabili e in povertà energetica, continuerebbe ad applicarsi ai suddetti clienti il servizio di tutela secondo gli indirizzi definiti con il decreto del Ministro della transizione ecologica. Il comma 4 ha soppresso la subordinazione dell'obbligo, da parte dei fornitori, di offrire la fornitura di energia elettrica a un prezzo che rifletta il costo dell'energia nel mercato all'ingrosso, i costi efficienti del servizio di commercializzazione e le condizioni contrattuali e di qualità del servizio, così come definiti da questa Autorità, alla richiesta del cliente vulnerabile avente diritto. Il comma 5, ai fini dell'individuazione dei clienti vulnerabili, ha demandato ancora a questa Autorità il compito di definire con propri provvedimenti, d'intesa con il Garante della protezione dei dati personali, le modalità di acquisizione del consenso per il trattamento dei dati sensibili e di trasmissione delle informazioni da parte dell'INPS al Sistema informativo integrato gestito da Acquirente unico.

L'art. 18-*bis* ha apportato modifiche alla disciplina concernente il Commissario straordinario unico per la progettazione, l'affidamento e la realizzazione degli interventi necessari all'adeguamento dei sistemi di collettamento, fognatura e depurazione alle sentenze di condanna della Corte di giustizia dell'Unione europea sul trattamento delle acque reflue urbane.

Ancora, l'art. 19-*bis* ha previsto misure urgenti a sostegno della produzione di energia da fonti rinnovabili.

Infine, l'art. 22, comma 1-*quinqüies*, ha introdotto il comma 2-*ter* nell'art. 147 del Testo unico ambientale, volto a disciplinare le gestioni del servizio idrico in forma autonoma, stabilendo che, entro il 1° luglio 2022, le gestioni del servizio idrico in forma autonoma, per le quali l'ente di governo dell'ambito non si sia ancora espresso sulla ricorrenza dei requisiti per la salvaguardia delle stesse, confluiscono nella gestione unica individuata dallo stesso ente. Entro il 30 settembre 2022, l'ente di governo dell'ambito provvede ad affidare al gestore unico tutte le gestioni non fatte salve ai sensi del comma 2-*bis* dell'art. 147 del Testo unico ambientale.

La legge n. 30 dicembre 2021, n. 234, "Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2022 e bilancio pluriennale per il triennio 2022-2024", ha introdotto numerose disposizioni inerenti ai settori relativamente ai quali l'Autorità svolge la propria azione di regolazione e di vigilanza. Tra le principali, si evidenziano l'art. 1, comma 452, che ha prorogato al 31 dicembre 2022 le esenzioni tariffarie per le forniture di energia elettrica, gas, acqua e telefonia (art. 2-*bis*, comma 25, secondo periodo, del decreto legge n. 148/2017), già previste in favore delle utenze localizzate in zona rossa, a seguito di eventi sismici.

Il successivo comma 453 ha prorogato al 31 dicembre 2022 il termine per la sospensione dei pagamenti delle fatture relative ai servizi di energia elettrica, acqua e gas, assicurazioni e telefonia nei comuni italiani colpiti dagli eventi sismici del 24 agosto 2016 e seguenti per i titolari di utenze che abbiano dichiarato, entro il 30 aprile 2021, l'inagibilità del fabbricato, della casa di abitazione, dello studio professionale o dell'azienda, con trasmissione della dichiarazione agli enti competenti.

I commi da 503 a 512 hanno previsto misure per contenere l'aumento delle bollette energetiche nel primo trimestre 2022. Lo stanziamento, pari a circa 3,8 miliardi di euro, è stato così distribuito: 1,8 miliardi di euro per gli interventi sugli oneri generali di sistema per le utenze elettriche domestiche e non domestiche (con potenza disponibile fino a 16,5 kW); IVA al 5% per le somministrazioni di gas metano per usi civili e industriali, che comporta una perdita di gettito stimata in 608 milioni di euro; riduzione pari a 480 milioni di euro, sempre per il primo trimestre, degli oneri generali gas; potenziamento del bonus sociale per un importo di 912 milioni di euro. Viene prevista la possibilità, per i clienti finali domestici, di rateizzare gli importi fatturati nelle fatture emesse dal 1° gennaio al 30 aprile 2022, nell'arco temporale di 10 mesi, senza applicazione di interessi. L'Autorità, nel limite di 1 miliardo di euro, definisce anche un meccanismo di anticipo degli importi rateizzati (erogati da CSEA) a favore dei venditori, nel caso in cui l'importo delle fatture rateizzate rappresenti oltre il 3% dell'importo di quelle emesse verso gli aventi diritto al piano di rateizzazione. L'Autorità deve anche definire le modalità di conguaglio o di restituzione, da parte degli esercenti la vendita, dell'anticipazione ricevuta, in modo da consentire il recupero da parte di CSEA del 70% dell'anticipazione entro il mese di dicembre 2022 e della restante quota entro il 2023.

Il comma 512 ha fissato al 31 dicembre 2021 il termine per il mantenimento in deposito – per ora previsto alla fine di ciascun anno – sul conto corrente di tesoreria centrale della giacenza di 650 milioni di euro gestita presso il sistema bancario da CSEA. Il trasferimento dell'importo citato era stato previsto per fare fronte a un prestito a beneficio dell'amministrazione straordinaria di Alitalia. L'importo da mantenere sul conto di tesoreria avrebbe dovuto essere progressivamente ridotto in misura corrispondente alla quota rimborsata del finanziamento.

Il comma 513 ha istituito un Fondo da destinare a interventi di ripristino delle opere di collettamento o di depurazione delle acque, nonché di impianti di monitoraggio delle acque, in casi di urgenza correlati a eventi calamitosi; mentre, il comma 514 ha modificato la disciplina del Fondo nazionale per l'efficienza energetica, prevedendo una

riserva delle risorse a favore dell'erogazione di contributi a fondo perduto, nel limite complessivo di 8 milioni di euro annui, a decorrere dall'anno 2022.

Il comma 392 ha istituito il Fondo per la strategia di mobilità sostenibile con una dotazione di 2 miliardi di euro per interventi necessari per la lotta al cambiamento climatico e la riduzione delle emissioni per l'attuazione della strategia europea "Fit for 55"; mentre, il comma 416 ha creato il Fondo per il finanziamento della progettazione degli interventi di rimessa in efficienza delle opere idrauliche e di recupero e miglioramento della funzionalità idraulica dei reticoli idrografici, con una dotazione di 5 milioni per ciascuno degli anni dal 2022 al 2024, da trasferire al bilancio autonomo della Presidenza del Consiglio dei ministri, demandando a un decreto del Presidente del Consiglio dei ministri il compito di stabilire il funzionamento del Fondo e i criteri e le modalità di riparto tra le regioni e le province autonome, inclusa la revoca in caso di mancato o parziale utilizzo delle risorse.

Il comma 844 ha introdotto misure volte a garantire la continuità delle attività di approvvigionamento idrico in taluni territori delle regioni Puglia e Basilicata, disciplinando le attività conseguenti alla soppressione e messa in liquidazione dell'Ente per lo sviluppo dell'irrigazione e la trasformazione fondiaria in Puglia e Lucania (EIPLI). In particolare, è prorogato dal 31 marzo 2018 al 31 dicembre 2023 il termine di conclusione delle transazioni con finalità deflative del contenzioso cui è autorizzato il commissario liquidatore dell'EIPLI ed è prorogato dal 30 giugno 2018 al 31 marzo 2023 il termine di scadenza del trasferimento delle funzioni del soppresso Ente.

Si dà ancora conto dell'approvazione del decreto legge n. 30 dicembre 2021, n. 228, recante "Disposizioni urgenti in materia di termini legislativi", convertito in legge n. 25 febbraio 2022, n. 15, il quale, all'art. 11, comma 4, proroga al 31 dicembre 2026 i benefici riconosciuti alle imprese energivore per l'impegno a finanziare la realizzazione di alcune linee di interconnessione con l'estero e demanda a questa Autorità l'aggiornamento delle delibere recanti l'elenco dei paesi esteri nei cui mercati gli assegnatari possono acquistare l'energia elettrica oggetto del servizio di importazione virtuale.

Da ultimo, si evidenzia l'approvazione, da parte del Consiglio dei ministri, il 4 novembre 2021, del disegno di legge recante "Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021", che contiene alcune disposizioni di rilevante interesse per l'attività di questa Autorità, quali: l'art. 4, in merito alle concessioni di distribuzione del gas naturale; l'art. 5, in tema di concessioni di grande derivazione idroelettrica; l'art. 6, che conferisce una delega al Governo ad adottare un decreto legislativo di riordino della materia dei servizi pubblici locali, anche tramite l'adozione di un apposito testo unico, definendone i principi e i criteri direttivi, con particolare riferimento a un prospettato riordino in materia di servizio idrico integrato e di servizio di gestione dei rifiuti urbani; l'art. 12, in tema di servizi di gestione dei rifiuti. Detto articolo apporta modifiche agli articoli 202, 224 e 238 del Testo unico ambientale, al fine di promuovere l'introduzione di una maggiore concorrenza nella filiera di gestione dei rifiuti, in modo da favorire il perseguimento degli obiettivi conseguenti alla diffusione dell'economia circolare.



CAPITOLO

2



**RAPPORTI
ISTITUZIONALI
E *ACCOUNTABILITY***

INTERSETTORIALE

Coordinamento internazionale

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

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 2021, 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*). In aggiunta, è altresì iniziata la discussione sulla revisione dei codici di rete e delle *guideline*, a partire dal regolamento CACM.

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

L'ACER è l'Agenzia introdotta 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 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 originariamente sottoposti all'approvazione di tutte le autorità a livello europeo: tali proposte vengono, quindi, direttamente inviate all'Agenzia che si esprime con una propria decisione entro 6 mesi dalla ricezione. Rimane, invece, immutata la competenza primaria 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 943/2019 inerente all'adeguatezza del sistema e ai compiti dei *Regional Coordination Centre*.

A livello organizzativo, ACER vede la presenza di un direttore, attualmente il danese Christian Zinglensen, e di un comitato dei regolatori (*Board of Regulators* – BoR) cui partecipano i rappresentanti delle autorità di regolazione dei 27 paesi europei. Nel corso del 2021 Clara Poletti, commissario ARERA, è stata rieletta come *chair* del BoR. Il direttore propone le decisioni che l'Agenzia intende adottare al BoR, il quale esprime un parere vincolante a maggioranza qualificata dei due terzi: con il nuovo regolamento 942/2019 i membri del BoR possono altresì formulare emendamenti alle proposte del direttore che, se approvati a maggioranza qualificata, devono essere tenuti in considerazione dal direttore stesso. L'Agenzia ha anche un *Board of Appeal*, organo giurisdizionale di primo livello, competente per la disamina degli appelli presentati contro le decisioni adottate dall'Agenzia stessa.

L'Autorità 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 2021, per quanto riguarda il comparto elettrico, ARERA ha visto i propri rappresentanti attivi in qualità di responsabili di specifiche *task force* (mercati, *system operation*, *balancing* e infrastrutture), mentre, con riferimento a tutti i settori di competenza dell'Agenzia, partecipa 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 dell'autorità di regolazione tedesca.

ARERA da sempre partecipa attivamente alle diverse attività promosse dal CEER. Nel corso del 2021, uno dei temi principali su cui l'attività del CEER si è focalizzata è stato lo sviluppo del settore idrogeno e come questo debba essere regolato. Questo è uno dei temi attualmente più dibattuti a livello europeo, in quanto è al centro della proposta della Commissione europea del pacchetto di riforme legislative per la decarbonizzazione del settore gas e lo sviluppo di quello dell'idrogeno (vedi Capitolo 1, "Evoluzione della legislazione europea"). In particolare, ARERA ha attivamente partecipato alla stesura dei seguenti documenti: CEER-ACER, *Position paper on the key regulatory requirements to achieve gas decarbonisation*, 20 dicembre 2021; CEER-ACER, *Regulatory treatment of power-to-gas, "European Green Deal" regulatory white paper series #2*, 11 febbraio 2021; ACER-CEER, *When and how to regulate hydrogen networks?*, 7 febbraio 2021; "European Green Deal" regulatory white paper series #1, 9 febbraio 2021.

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

Coordinamento con la Svizzera

Come è noto, la Svizzera non fa parte dell'Unione europea, tuttavia, stante la posizione centrale a livello geografico nel continente, essa riveste un ruolo importante sia per le transazioni di mercato sia per quanto riguarda la sicurezza dell'esercizio. Per tale motivo, il regolatore svizzero ha da tempo attivato un coordinamento con le autorità di regolazione dei paesi confinanti per la definizione delle modalità di interazione fra i sistemi elettrici svizzero e italiano. Per quanto attiene, in particolare, al rapporto con ARERA, nel corso del 2021 sono state cambiate le modalità di allocazione della capacità infragiornaliera sulla frontiera Italia-Svizzera: dal 21 settembre 2021, con l'avvio del *continuous trading* previsto dal regolamento (UE) 1222/2015 – CACM, per l'intera Unione europea non è stato, infatti, più possibile mantenere in essere le aste implicite infragiornaliere, attive dal 17 aprile 2019, ed è stata pertanto ripristinata l'allocazione tramite aste esplicite. Sono comunque in corso studi finalizzati a sostituire dette aste con una allocazione infragiornaliera continua del tipo *first come first served*. Le aste esplicite continueranno, invece, a essere utilizzate per i diritti di trasmissione di lungo termine (con regole che

ricalcano quelle in uso per tutti gli altri confini europei ai sensi del regolamento (UE) 1719/2016 – FCA) e per l’orizzonte giornaliero (in quanto il passaggio alla modalità implicita nell’ambito del *market coupling* non è al momento consentito per la Svizzera).

Settore idrico

Nel corso del 2021, l’associazione *European Water Regulators* (WAREG)¹ ha aumentato le proprie attività a supporto dei suoi 25 membri e 5 osservatori, sotto l’egida della Presidenza dell’Autorità, in carica fino alla fine del 2022. L’associazione, oltre alla propria attività interna di stretta collaborazione tra regolatori, ha promosso seminari e attività formative in modalità virtuale e ha partecipato a *workshop* europei e internazionali nell’intento di diffondere la conoscenza delle principali problematiche del settore idrico e del ruolo dei regolatori, anche attraverso il sito web www.wareg.org e la comunicazione *social*.

WAREG ha organizzato due seminari interni e un *workshop* sui processi di aggregazione degli operatori idrici attualmente in atto nell’Unione europea, condividendo esperienze passate di riforma del settore idrico e, in particolare, in Croazia, Irlanda, Italia, Ungheria. Nello specifico, sono state affrontate questioni relative alle motivazioni (per esempio, riforme politico-amministrative interne, razionalizzazione dei costi, miglioramento della qualità dei servizi, accesso a fondi europei e ad altre fonti pubbliche internazionali di finanziamento), alle modalità (per esempio, aggregazioni volontarie o imposte per legge), alle dimensioni (quali, aggregazioni a livello nazionale, regionale o locale) e agli impatti tariffari dei processi di aggregazione.

L’Autorità, nel mese di giugno 2021, ha organizzato, in collaborazione con WAREG e la *Florence School of Regulation* (FSR), presso l’Istituto universitario europeo², un corso di formazione rivolto al personale delle autorità di regolazione e *utilities* focalizzato sulle principali metodologie tariffarie in essere nel settore idrico, dai modelli tradizionali di regolazione di tipo *input-based* a quelli più avanzati di tipo *output-based*, con la presentazione di casi specifici in Europa.

Nel corso del 2021, l’Assemblea generale di WAREG si è riunita due volte online e, nel dettaglio:

- la 22^a Assemblea generale del 30 giugno 2021 ha deciso l’avvio della nuova struttura del Segretariato WAREG, composto da quattro risorse, di cui una messa a disposizione da questa Autorità in funzione di coordinamento generale. L’Assemblea ha, inoltre, deliberato l’avvio dell’Ufficio di Bruxelles presso il regolatore idrico BRUGEL, permettendo così un più intenso monitoraggio delle politiche europee ambientali e facilitando le

1 La *network* WAREG, nato ad aprile 2014, si è costituito come associazione no-profit di diritto italiano, con sede presso l’Autorità, il 5 dicembre 2017. Vi partecipano 30 autorità di regolazione (25 membri e 5 osservatori). Oltre ad ARERA, sono membri di WAREG anche: Agenzia nazionale per l’energia della Moldavia (ANRE); Autorità per i servizi pubblici della Romania (ANRSC); Commissione per l’energia della regione di Bruxelles (BRUGEL); Commissione per la regolazione delle *utility* dell’Irlanda (CRU); Consiglio per i servizi idrici della Croazia (CWS); Autorità della concorrenza dell’Estonia (ECA); Commissione per la regolazione energetica della Repubblica della Macedonia del Nord (ERC); Autorità per il sistema idrico dell’Albania (ERRU); Autorità per il sistema idrico e i rifiuti del Portogallo (ERSAR); Autorità per il sistema idrico e i rifiuti delle Isole Azzorre (ERSARA); Commissione per l’energia e il sistema idrico della Bulgaria (EWRC); Commissione per l’energia e il sistema idrico della Georgia (GNERC); Autorità per l’energia e i servizi pubblici dell’Ungheria (HEA); Ministero per la transizione ambientale e inclusiva della Francia (MITECO); Regolatore per l’energia e i servizi idrici di Malta (REWS); Commissione nazionale per il controllo e i prezzi dell’energia della Lituania (NCC); Commissione per la regolazione dei servizi pubblici dell’Armenia (PSRC); Commissione per i servizi pubblici della Lettonia (PUC); Agenzia per l’energia del Montenegro (REGAGEN); Segretariato speciale per il sistema idrico della Grecia (SSW); Regolatore dei servizi pubblici dell’Irlanda del Nord (NIAUR); Agenzia per l’ambiente delle Fiandre (VMM); Commissione per l’industria idrica della Scozia (WICS); Autorità per i servizi idrici del Kosovo (WSRA). Inoltre, sono osservatori di WAREG: il Ministero dell’agricoltura, della pesca, dell’alimentazione e dell’ambiente della Spagna (MAPAMA); il Ministero delle foreste e del settore idrico della Turchia; il regolatore della Polonia (*State Water Holding Polish Waters*); l’Autorità della concorrenza e dei consumatori della Danimarca (KFST); il regolatore del settore idrico di Inghilterra e Galles (OFWAT).

2 La *Florence School of Regulation* (FSR) è un centro multidisciplinare di eccellenza per la ricerca indipendente, la formazione e il dibattito sulle *policy* di regolazione, con particolare riferimento all’ambito europeo, nei seguenti settori: energia e clima, servizi idrici e dei rifiuti, comunicazioni e *media*, trasporti. È stata fondata nel 2004 da tre regolatori europei nel settore energetico, tra i quali l’Autorità per l’energia elettrica e il gas (AEEG) ora Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA), all’interno del programma del *Robert Schuman Centre for Advanced Studies* dell’Istituto universitario europeo di Firenze.

relazioni con le istituzioni europee, le associazioni di *stakeholder* e altri organismi. Alla riunione sono stati invitati i rappresentanti della Direzione generale ambiente della Commissione europea, che hanno presentato le principali iniziative in corso per dare attuazione al *Green Deal* europeo, con particolare riferimento al piano *Zero Pollution* per la decarbonizzazione dell'economia europea³. A margine della riunione, WAREG ha organizzato un *workshop* sull'evoluzione della regolazione incentivante applicata in Inghilterra, dal modello di tipo *output-based* dei primi anni '90 fino al più recente modello di tipo *outcome-based*;

- la 23^a Assemblea generale del 10 novembre 2021 ha approvato il rapporto predisposto dal Segretariato WAREG sulla *governance* della regolazione⁴ in Europa, che presenta i principali dati e il quadro istituzionale vigente nel settore idrico in ciascuno dei paesi membri di WAREG. A margine della riunione, WAREG ha organizzato un *workshop* sul modello del c.d. "*customer engagement*" vigente nel Regno Unito.

L'associazione ha, inoltre, raccolto i contributi dei regolatori per rispondere a due consultazioni pubbliche europee che si sono concluse nel 2021, nello specifico:

- la consultazione pubblica europea sul piano d'azione *Zero Pollution*, dove i regolatori hanno sottolineato l'importanza dell'efficiamento di costi operativi e di investimento in impianti di trattamento delle acque reflue e nelle reti di smaltimento delle acque reflue e meteoriche, che hanno un impatto diretto sul suolo e sulla qualità delle risorse idriche, pur facendo attenzione alla sostenibilità dei costi riconosciuti in tariffa e alle possibili ricadute per consumatori e utenti. Inoltre, è stata ribadita l'importanza del ruolo di monitoraggio dei costi e della qualità dei servizi da parte dei regolatori, con l'obiettivo di minimizzare le perdite idriche nelle infrastrutture e preservare la risorsa idrica;
- la consultazione pubblica europea sulla riforma della direttiva sui fanghi da depurazione⁵, dove i regolatori WAREG hanno evidenziato il loro ruolo nel garantire un adeguato monitoraggio dei livelli di conformità da parte del gestore delle acque reflue alla legislazione dell'UE. Infatti, pur non avendo una competenza diretta sulle tematiche ambientali, i regolatori possono comunque introdurre incentivi economici per ridurre il collocamento in discarica e per incentivare l'utilizzo di soluzioni più circolari, in linea con il nuovo Piano d'azione della Commissione dell'Unione europea sull'economia circolare.

Il 1° dicembre 2021 l'Autorità, in collaborazione con WAREG, ha organizzato il II Forum europeo per la regolazione dei servizi idrici⁶, EFWS (*European Forum on the Regulation of Water Service*), con il patrocinio della Commissione europea e un messaggio introduttivo del Commissario europeo all'ambiente, Virginijus Sinkevičius. Come per la I edizione del 2019, si è trattato di una conferenza aperta al pubblico, se pure questa volta in modalità da remoto, che ha consentito un dibattito focalizzato sul *Green Deal* europeo e sul ruolo dei regolatori.

Il Forum è stato suddiviso nelle seguenti sessioni:

- sessione plenaria introduttiva, con messaggi istituzionali del Commissario europeo all'ambiente, di ARERA, del Ministero per la transizione ecologica, del Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili e della Banca mondiale. La sessione plenaria di apertura ha evidenziato l'importanza del settore idrico nella tran-

3 Il Piano d'azione dell'UE, "Verso l'inquinamento zero per l'aria, l'acqua e il suolo", è stato presentato nella comunicazione della Commissione europea COM(2021) 400 final del 12 maggio 2021: esso prevede la riduzione, entro il 2050, dell'inquinamento dell'aria, dell'acqua e del suolo a livelli che non sono più considerati nocivi per la salute e per gli ecosistemi naturali e che rispettano limiti sostenibili per il nostro pianeta, così da creare un ambiente privo di sostanze tossiche. Il Piano contribuisce all'Agenda 2030 delle Nazioni Unite per lo sviluppo sostenibile e integra l'obiettivo della neutralità climatica entro il 2050 in sinergia con gli obiettivi dell'economia pulita e circolare e del ripristino della biodiversità. È parte integrante delle iniziative del *Green Deal* europeo.

4 Il rapporto è scaricabile al seguente link: <https://www.wareg.org/documents/water-regulatory-governance-around-europe/>.

5 Direttiva del Consiglio del 12 giugno 1986 concernente la protezione dell'ambiente, in particolare del suolo, nell'utilizzazione dei fanghi di depurazione in agricoltura (86/278/CEE).

6 Il programma delle sessioni e le conclusioni sono disponibili al seguente link: <https://www.wareg.org/efrws/>.

sizione verde e ha illustrato gli obiettivi del *Green Deal* europeo, ponendo particolare enfasi sul contributo richiesto al settore dalle normative europee vigenti e in fase di riforma;

- sessione “*Green Deal* europeo e settore idrico”, moderata dal regolatore irlandese (*Commission for the Regulation of Utilities – CRU*), che ha evidenziato come il settore idrico europeo sia ampiamente influenzato dal quadro legislativo europeo in materia di acqua potabile, raccolta e trattamento delle acque reflue urbane, smaltimento e trattamento dei fanghi;
- sessione “Regolazione economica per la promozione della sostenibilità ambientale”, moderata dal regolatore scozzese (*Water Industry Commission for Scotland – WICS*), che è stata incentrata sulla transizione verde e sulle azioni intraprese dalle autorità di regolazione per migliorare le attività basate sull’economia circolare nel settore idrico, come il risparmio energetico, il recupero di materie prime, la produzione di energia dai fanghi di depurazione, il riutilizzo dell’acqua, la riduzione del consumo di plastica e altre questioni correlate. In diversi paesi europei i regolatori hanno sviluppato strumenti di ricompensa ben definiti, al fine di incentivare le *utility* a offrire prodotti e servizi con esternalità ambientali positive, come, per esempio, la riduzione delle emissioni di gas serra;
- sessione “Regolazione economica incentivante per l’innovazione”, moderata dal regolatore portoghese (*Water and Waste Services Regulation Authority – ERSAR*), che si è focalizzata sull’innovazione raggiunta dalle aziende idriche attraverso specifici strumenti di tipo normativo oppure fondi raccolti con tariffe o mediante deroghe alle norme esistenti. Si è rilevato come l’innovazione possa essere stimolata anche indirettamente attraverso una regolazione basata sui risultati, che attribuisce ai regolatori il compito di fissare obiettivi specifici (per esempio, livelli standard di perdite d’acqua);
- sessione “Sfide nel settore idrico dei Balcani”, moderata dal regolatore albanese (*Albanian Water Regulatory Authority – ERRU*), che ha fatto emergere le principali problematiche attinenti alle perdite idriche, al forte fabbisogno di investimenti per la manutenzione, all’ampliamento delle reti, soprattutto nelle aree rurali, e al potenziamento della capacità e della qualità di trattamento delle acque reflue urbane;
- sessione conclusiva, nella quale è stata evidenziata la ricchezza dei modelli di regolazione del settore idrico in Europa, strettamente connessi a norme locali, regionali e nazionali. È emerso come le autorità indipendenti di regolazione offrano efficaci strumenti per garantire la conformità alle normative europee, in particolare nei paesi caratterizzati da ritardi di adempimento. Si è notato, per esempio, che dal 2014 si è ridotto del 44% il numero di paesi inadempienti in materia di raccolta delle acque reflue, grazie alla presenza di un regolatore. Si è rilevato che le autorità di regolazione possono fornire un supporto tecnico alla Commissione europea nell’analisi delle barriere economiche che impediscono un pieno rispetto delle normative. È stato sottolineato che, sebbene ogni stato membro dell’UE sia libero di decidere il ruolo e i poteri delle proprie autorità di regolazione nel conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione dell’UE, alcune di queste hanno già sviluppato tariffe di incentivazione per coprire le nuove pratiche di economia circolare nel settore idrico, come la produzione di energia dalle centrali idroelettriche, il recupero di sostanze chimiche dai fanghi o la produzione di biogas.

Settore dei rifiuti

Il 16 novembre 2021, l’Autorità, in collaborazione col *network* dei regolatori europei dei rifiuti urbani Waste-Reg (costituito da ARERA per l’Italia, ANRSC per la Romania, ERSAR ed ERSARA per Portogallo e Azzorre, MEKH per l’Ungheria, PUC per la Lettonia e VERT per la Lituania), ha organizzato un incontro per avviare la Piattaforma europea su economia e regolazione dei rifiuti (EWREG). La Piattaforma, che diverrà operativa formalmente nel

corso del 2022, si propone come luogo di dibattito, di scambio di esperienze e di dialogo istituzionale con focus sul contributo della regolazione alla realizzazione dell'economia circolare. Sarà ospitata dalla *Florence School of Regulation*.

Nel corso dell'incontro di novembre 2021, sono stati analizzati gli sviluppi del settore europeo dei rifiuti urbani in relazione ai modelli di *governance* e al grado di competitività dei mercati nazionali. È stato anche prospettato l'avvio di una ricerca economica specifica sulla struttura dei costi nell'industria dei rifiuti urbani in Europa, che sarà definita nel 2022 dal Dipartimento "Acqua e rifiuti" della *Florence School of Regulation*.

Rapporti e iniziative con paesi non appartenenti all'Unione europea

Nel 2021, l'Autorità ha consolidato la propria attività a livello internazionale, rafforzando il suo coinvolgimento in attività di cooperazione e supporto tecnico e istituzionale, sia a livello bilaterale sia multilaterale. Nell'ambito del settore energetico ha continuato a promuovere lo scambio di conoscenze tecniche e *best practices* al fine di favorire lo sviluppo e l'integrazione dei mercati. In ambito idrico è proseguita la collaborazione a livello internazionale, al fine di contribuire a condividere le migliori pratiche per la regolazione dei servizi idrici a livello europeo con uno sguardo anche a livello globale.

Settori dell'energia

Mercato dell'energia nei paesi del Sud-Est Europa

Sempre nell'ottica di continuare a fornire supporto al processo di integrazione dei mercati euro-balcanici, nel 2021 è proseguita la promozione di una serie di attività di supporto nell'ambito del processo di Berlino⁷ *Western Balkans 6* (WB6) che, tra i numerosi obiettivi, prevede quello di favorire lo sviluppo di meccanismi di *electricity day ahead market coupling* nei sei paesi dei Balcani occidentali (Albania, Bosnia ed Erzegovina, Macedonia del Nord, Kosovo, Montenegro e Serbia). In particolare, i paesi coinvolti hanno concordato alcune *soft measures* per favorire lo sviluppo del mercato regionale attraverso la rimozione di barriere legislative e regolatorie e il rafforzamento delle strutture istituzionali esistenti per il funzionamento del mercato, in linea con i principi dell'*acquis communautaire*.

Nel 2021, l'*Energy Community Regulatory Board* (ECRB) ha proseguito la sua azione di coordinamento e di supporto all'implementazione dell'*acquis communautaire* a favore delle parti contraenti del Trattato sull'*Energy Community*. Anche per l'anno in corso, non è stato concluso l'accordo relativo all'implementazione dei codici di rete elettrici in ambito *Energy Community*, che avrebbe implicato una riforma del Trattato stesso. Almeno per il momento, il regolamento 1222/2015 – CACM (*Capacity allocation and congestion management*), fondamentale

⁷ Avviato con la Conferenza degli stati dei Balcani occidentali il 28 agosto 2014 a Berlino, il *Berlin Process* (indicato anche come *Western Balkan 6 Process* – WB6) è un'iniziativa diplomatica di cooperazione intergovernativa, promossa dalla Cancelliera tedesca Angela Merkel e finalizzata al futuro allargamento dell'Unione europea ai paesi della regione balcanica.

per l'implementazione di meccanismi di *market coupling*, non sarà adottato e trasposto negli ordinamenti nazionali dei paesi partecipanti all'*Energy Community* (EnC).

Nel corso della cinquantesima riunione dell'ECRB del 30 novembre, il Presidente del regolatore Nord Macedone (ERC), Marko Bislimoski, è stato confermato Presidente per il prossimo biennio. Inoltre, in occasione della riunione dei Ministri dell'energia dell'EnC, a Belgrado, è stato nominato il nuovo Direttore del Segretariato dell'EnC (con sede a Vienna).

Nella medesima riunione è stato adottato il "*Clean energy for all european package*", al fine di una sua piena trasposizione negli ordinamenti nazionali delle parti contraenti del Trattato⁸.

Nel corso del Forum elettrico dell'*Energy Community* (10-11 giugno 2021), è stato sottolineato che l'adozione del *Clean energy package* contribuirà a promuovere l'integrazione del mercato con l'Unione europea. Il Forum ha invitato le parti contraenti a impegnarsi attivamente e a pianificare in anticipo misure concrete a supporto della transizione energetica, in linea con gli obiettivi previsti per il 2030.

Durante il Forum gas dell'*Energy Community* (16 settembre 2021), nonostante sia stato preso atto dei progressi nell'implementazione dell'*acquis communautaire* nel settore del gas, si è sottolineata la necessità di compiere importanti ulteriori passi per quanto concerne l'applicazione di misure relative all'*unbundling*, *Third Party Access* (TPA) e l'adozione dei codici di rete. Inoltre, il Forum ha riconosciuto che il gas naturale svolgerà un ruolo determinante nel processo di transizione energetica e ha incoraggiato le parti contraenti ad adottare piani nazionali che garantiscano il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione con un adeguato mix energetico.

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

Nell'ambito delle attività relative all'area dei Balcani occidentali, l'Autorità fin dal 2018 ha partecipato al progetto *Know Exchange Programme* (KEP) "*Central European Initiative* (CEI) – *Support for strengthening energy regulatory authorities in the Western Balkans*", co-finanziato dal Forum intergovernativo "Iniziativa Centro europea". Per l'anno 2021 sono state estese le attività del 2020 a causa dell'emergenza pandemica da Covid-19 e sono stati coinvolti in qualità di *observers* anche i regolatori di Bosnia ed Erzegovina, Grecia e Kosovo, al fine di completare l'area di influenza del progetto che già contava i regolatori di Albania, Bulgaria, Macedonia del Nord, Montenegro e Serbia.

Nel corso degli anni, le attività del progetto si sono focalizzate sul consentire ai beneficiari di gestire il processo di integrazione del mercato elettrico balcanico secondo le *best practices* dell'Unione europea, obiettivo parzialmente raggiunto, perché i progetti di *market coupling* sono stati avviati ma non ancora completati, a causa del mancato recepimento della regolazione europea nel quadro legale dei beneficiari. Grazie anche al trasferimento di conoscenze operato da questa Autorità, coadiuvata da Gestore dei mercati energetici (GME), Gestore dei servizi energetici (GSE), Ricerca sul sistema energetico (RSE), Snam e Terna, sia l'Albania sia il Montenegro hanno gestito con successo la creazione della borsa elettrica nazionale. Analogo processo è avvenuto in Macedonia del Nord, che si è unita al progetto KEP solo nel 2020.

⁸ Albania, Bosnia ed Erzegovina, Kosovo, Georgia, Macedonia del Nord, Moldavia, Montenegro, Serbia, Ucraina.

Nel corso del 2021, il perimetro delle attività è stato esteso anche al settore gas, includendo principi generali utili a supportare il processo di transizione energetica nell'area dei Balcani.

A fine 2021, dopo quattro anni di intensa attività di *capacity building* e scambio di conoscenze tecniche, il progetto si è concluso con una conferenza finale, il 16 dicembre, con la partecipazione di rappresentanti dei regolatori, degli operatori di rete e delle borse dei paesi coinvolti, ma anche di Commissione europea, *Energy Community* e dell'Iniziativa Centro Europea, *donor* del progetto. A margine della conferenza, l'Autorità ha annunciato la costituzione nel 2022 della *Balkan Energy School* (BES). La BES avrà come obiettivo quello di un'azione istituzionale e di *capacity building* più inclusiva, stabile e continuativa, a beneficio della regione balcanica e a supporto del processo di sviluppo e di integrazione dei mercati euro-balcanici.

Inoltre, riguardo al progetto di *market coupling* tra Albania, Italia, Montenegro e Serbia (progetto AIMS), implementato parallelamente al progetto KEP, nel 2021 le attività si sono concentrate sul processo di adesione della borsa albanese ALPEX al gruppo, attraverso la sottoscrizione di un accordo formale.

Mercato dell'energia nei paesi dell'area del Mediterraneo

L'Autorità, anche nel 2021, ha proseguito la propria azione nell'ambito dell'associazione MEDREG (*Mediterranean Energy Regulators*), di cui è vicepresidente permanente, ospitando anche lo staff del Segretariato a Milano.

L'Autorità ha preso parte ai principali incontri, incluse le due Assemblee generali, la 31^a e la 32^a, che si sono svolte il 29 giugno, online, e il 17 novembre, a Kotor, in Montenegro. In entrambi gli incontri, i membri sono stati aggiornati sui principali sviluppi delle attività tecniche e sul contratto di finanziamento con la Commissione europea. Inoltre, nel corso dell'anno, si sono svolte regolari riunioni dei gruppi di lavoro tecnici e sono stati organizzati per i membri *workshop ad hoc* e *training*, cui questa Autorità ha contribuito.

Riguardo al settore elettrico, è stato approvato il report sulla sicurezza degli approvvigionamenti nei sistemi elettrici dell'area mediterranea, "*Security of Supply*", sulla situazione e sulle possibili misure relative al livello di sicurezza dei sistemi nazionali di riferimento. Il report è stato anche sottoposto, per osservazioni, all'Associazione mediterranea dei gestori di rete (MED-TSO).

Per quanto concerne lo sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica, è stato approvato il report "*Energy Efficiency Programmes and Electric Mobility in the Mediterranean Countries*". Tra le varie conclusioni del report, si sottolinea l'indicazione, basata su valutazioni specifiche dei casi-paese e sugli scenari proposti da OME (*Observatoire Méditerranéen de l'Énergie*), di un elevato potenziale di sviluppo dell'efficienza energetica nell'intera area mediterranea.

Riguardo al settore del gas naturale, è stato approvato il report "*Analysis of gas infrastructure to improve flexibility and interoperability of energy systems*", utile a fornire spunti per migliorare la flessibilità e l'interoperabilità delle infrastrutture nell'area del Mediterraneo in una prospettiva di riduzione delle emissioni e di contrasto al cambiamento climatico. Inoltre, nell'ambito delle attività del gruppo gas, il 3 novembre 2021, è stato organizzato, su iniziativa di questa Autorità, il primo *workshop* MEDREG sulle prospettive di sviluppo dell'idrogeno nella sponda sud del Mediterraneo. All'incontro ha partecipato il Presidente Stefano Besseghini, in qualità di vicepresidente permanente dell'associazione, i Presidenti dei regolatori di Algeria, Egitto, Marocco e Turchia, e gli operatori

di trasporto gas di Spagna (Enagas), Italia (Snam Rete Gas), Turchia (Gazmer) e Air Liquide. La discussione ha mostrato come l'idrogeno abbia una presenza significativa nell'agenda politica e nei piani energetici dei paesi MENA (*Middle East and North Africa*) e come una strategia comune e condivisa per l'idrogeno regionale nel Mediterraneo, che ponga al centro la cooperazione transfrontaliera e prenda in considerazione l'adeguamento e la riqualificazione dei gasdotti già esistenti, sia fondamentale per i paesi della sponda Sud del Mediterraneo, che necessitano di mercati sempre più interconnessi. Nel corso dell'incontro è emersa anche la necessità di prevedere un ruolo crescente per l'idrogeno nelle strategie energetiche e nei modelli di mix energetico dei paesi MEDREG, che dovranno impegnarsi a:

- definire linee guida per una strategia che includa strumenti utili per sviluppare un mercato dell'idrogeno;
- eliminare gli ostacoli normativi e armonizzare gli standard di produzione dell'idrogeno;
- rafforzare la cooperazione tra i regolatori dell'energia e gli operatori di sistema per l'aggiornamento dei codici di rete e dei modelli tariffari esistenti;
- identificare obiettivi condivisi per sviluppare piani d'azione per la diffusione dell'idrogeno in termini di produzione, trasporto, stoccaggio e consumo;
- promuovere meccanismi volti a sviluppare un forte sistema di garanzie di origine per facilitare la creazione di un mercato mediterraneo dell'idrogeno più armonizzato e integrato;
- implementare programmi di ricerca e sviluppo che devono coinvolgere i regolatori per trovare soluzioni di stoccaggio e ridurre l'uso di acqua nel processo di generazione di H₂.

Relativamente ai consumatori, il *working group* si è dedicato alla redazione del primo rapporto sul ruolo della digitalizzazione e il suo impatto sui consumatori, "*Role of digitalization and its impact on consumer issues*", che mira a esplorare come la digitalizzazione sosterrà lo sviluppo di un'energia più intelligente, aiutando i consumatori a gestire meglio i propri consumi. Inoltre, sono stati approvati: un aggiornamento del report "*Regulatory outlook*" (l'ultima versione risale al 2018), che si focalizza su un'analisi comparata dei poteri e delle competenze dei regolatori nel Mediterraneo, basata su sei criteri: *status* giuridico, indipendenza, competenze, organizzazione interna, applicazione, trasparenza ed *enforcement*; e lo "*Study on the Interlink between Good Regulatory Principles and the Energy Transformation Challenge*", che offre una panoramica sugli strumenti di cui si stanno dotando i regolatori per affrontare e governare la transizione energetica.

Inoltre, è stata lanciata un'iniziativa di sostegno a giovani ricercatori che producono lavori di ricerca su temi rilevanti, il MEDREG Award. La prima edizione sarà intitolata a Cristina Portugal, Presidente del regolatore portoghese ERSE, recentemente scomparsa.

Infine, attività *ad hoc* sono state organizzate a beneficio dei membri, tra le quali si evidenziano:

- MEDREG webinar "*The Design and Implementation of Regulation for the Gas Sector in Jordan*", a supporto delle riforme regolatorie nella sponda Sud del Mediterraneo per il regolatore giordano EMRC (*Energy and Mineral Regulatory Commission*), nelle giornate del 4 e 6 maggio. L'Autorità, alla guida del gruppo tecnico gas, ha presentato l'esperienza italiana nell'ambito della distribuzione del gas naturale, "*Italy: Regulation for Gas Distribution and Monitoring of Operator*";
- Training MEDREG "*Regulatory Implications of the Digitalization of energy markets and the new role of consumers*" del 27 e 28 ottobre 2021, cui ha partecipato il Presidente dell'Autorità, aprendo i lavori;
- MEDREG webinar "*Providing tools to the Algerian regulator to improve the electricity and gas quality of service*" del 6 dicembre per il regolatore algerino CREG. L'Autorità ha partecipato all'iniziativa condividendo la propria esperienza sulla regolazione della qualità del servizio, lato distribuzione.

Nell'ambito del Protocollo di collaborazione tra CEER (*Council of European Regulators*), ECRB (*Energy Community Regulatory Board*) e MEDREG, sottoscritto dalle tre istituzioni nel 2018, si è tenuto nelle giornate del 26 e 27 maggio il consueto incontro annuale, *"Trilateral Meeting Regulatory means to foster active customer engagement Flexibility, demand response, prosumers"*. Il Presidente Stefano Besseghini, vicepresidente permanente MEDREG, Marko Bislimoski, Presidente ECRB, e Annegret Groebel, Presidente del CEER, hanno aperto i lavori, fornendo il loro punto di vista sulle prospettive future della digitalizzazione per il consumatore finale insieme alle criticità legate alla *cybersecurity*.

Per quanto riguarda le tre piattaforme per l'Unione per il Mediterraneo (UpM)⁹, si è svolta, il 14 giugno 2021, la riunione dei Ministri dell'energia dei paesi appartenenti all'UpM, nel corso della quale è stata proposta l'adozione di *roadmap* volta a:

- promuovere la transizione verso un percorso di ripresa sostenibile *post* pandemia da Covid-19, in linea con gli obiettivi di sviluppo sostenibile, i target dell'Accordo di Parigi sul clima e le ambizioni della Dichiarazione ministeriale dell'UpM su ambiente e cambiamenti climatici;
- sviluppare programmi nazionali integrati su energia e clima;
- incrementare i target relativi all'efficienza energetica e favorire lo sviluppo di tecnologie innovative;
- incoraggiare gli investimenti in fonti di produzione di energia rinnovabile;
- supportare lo sviluppo di quadri regolatori utili al raggiungimento di mercati energetici euro-mediterranei integrati;
- favorire i processi finalizzati a promuovere la digitalizzazione dei sistemi energetici, tenendo conto dei profili relativi alla *cybersecurity*.

Il 20 ottobre si è svolto l'incontro del gruppo informale dei c.d. "Regolatori del Sud", su iniziativa dei regolatori di Francia (CRE) e Grecia (RAE), con la partecipazione dei promotori, di questa Autorità e delle Autorità di regolazione di Cipro, Portogallo, Slovenia e Spagna.

Scopo del gruppo informale è quello di creare un collegamento tra i regolatori dell'Unione europea meridionale per lo scambio di opinioni su tematiche energetiche di attualità, per la condivisione di informazioni sulle politiche regolatorie nei rispettivi paesi e per la ricerca di eventuali posizioni comuni nel dialogo con le istituzioni europee.

Il gruppo ha affrontato il tema dei rapporti nelle organizzazioni di comune partecipazione (ACER, CEER e MEDREG), ha discusso della crisi dei prezzi dell'energia, che ha colpito soprattutto i paesi del Sud Europa), e ha esaminato le strategie, le necessità rilevate e i possibili aspetti di collaborazione nella gestione delle emergenze.

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

L'Autorità, in ragione dell'istituzione del Servizio conciliazione, aderisce dal 2016 al NEON (*National Energy Ombudsmen Network*), un'associazione senza scopo di lucro, con sede a Bruxelles, che riunisce *Ombudsmen*¹⁰ e

⁹ Nel corso del *Ministerial Meeting on Energy dell'Union for the Mediterranean (UfM)* del 1° dicembre 2016, è stata adottata la *Ministerial Declaration* relativa all'implementazione delle piattaforme euromediterranee per l'energia elettrica, il gas, le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica. L'Unione per il Mediterraneo è un'organizzazione intergovernativa che raggruppa 42 paesi europei e del bacino del Mediterraneo: i 27 stati membri dell'Unione europea e 15 paesi mediterranei partner del Nordafrica, del Medio Oriente e dell'Europa sud-orientale; è dotata di un proprio Segretariato con sede a Barcellona.

¹⁰ Gli *Ombudsmen*, oltre alle attività di informazione e di risoluzione delle controversie, 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 di cui si occupano.

organismi di risoluzione extragiudiziale delle controversie per i consumatori dei settori energetici, a rilevanza sia nazionale che regionale e afferenti a paesi UE o extra-UE. Oltre all'Italia, fanno parte del NEON anche Belgio (*Service de Médiation de l'Energie/Ombudsdienst voor Energie*), Irlanda (*Commission for Regulation of Utilities*), Polonia (*Coordinator for negotiations to the President of Energy Regulatory Office – URE/ERO*), UK (*Ombudsman Services*), Georgia (*Energy Ombudsman*), Catalogna (*Sindic – El defensor de les persones*) e Wallonia (*CWape – Commission Wallonne pour l'Energie*).

Il NEON, fra le altre cose, assicura la rappresentanza dei suoi membri nel contesto internazionale sulle tematiche energetiche e di tutela dei consumatori e ADR (*Alternative Dispute Resolution*), con le istituzioni e i regolatori dei settori energetici. In tale ottica, l'associazione definisce *position papers* – pubblicati sul sito web neon-ombudsman.org – e partecipa attivamente a incontri, conferenze e *workshop* organizzati, per esempio, dalla DG *Justice and Consumers* e dalla DG *Energy*, supportando le iniziative connesse all'evoluzione del quadro normativo europeo, sia di settore che trasversale.

Fra le attività più strettamente progettuali del *network*, si segnala la promozione di un modello di ADR in linea con gli obiettivi associativi di protezione ed *empowerment* del consumatore e con i principi elaborati a livello europeo sul tema. Sotto il profilo del monitoraggio, infine, nel già menzionato sito web del NEON, sono rendicontate le attività dei singoli membri e dell'associazione medesima (*Annual Report*).

Nel corso del 2021, si sono tenute, in modalità online, due *General Assembly*, nell'ambito delle quali, fra l'altro, i membri hanno scambiato informazioni, esperienze e *good practices* su temi di stretta attualità, quali la tutela dei consumatori dei settori energetici in tempo di pandemia e l'incremento dei prezzi dell'energia.

COP26

Il 24 maggio 2021 si è svolto l'evento "*Regulating for a Green, Fair Future*", promosso e organizzato dal regolatore inglese OFGEM, nell'ambito dei lavori preparatori alla Conferenza delle parti ONU sul clima (COP26), tenutasi nel mese di novembre 2021. Obiettivo principale dell'incontro è stato quello di evidenziare i punti di vista e il contributo che i regolatori possono realizzare nel processo di transizione energetica sotteso alla lotta contro i cambiamenti climatici.

L'Autorità ha partecipato al *panel* intitolato "*Key challenges within energy regulation for decarbonisation*", evidenziando la necessità per i regolatori di seguire con maggiore attenzione gli sviluppi tecnologici che richiedono, in prospettiva, un approccio flessibile alla regolazione dei mercati energetici. La natura globale del processo di transizione richiede, inoltre, una sempre più stretta collaborazione tra i medesimi, finalizzata allo scambio di esperienze e alla comprensione comune dei fenomeni. Altro tema rilevante trattato è il nuovo ruolo dei clienti finali, che diventano consumatori attivi e partecipanti diretti della transizione energetica.

Settore ambiente

Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico (OCSE)

Nel corso del 2021 è proseguito l'impegno dell'Autorità in ambito OCSE, all'interno del *Network of Economic Regulators*¹¹ (NER). Considerati i limiti agli spostamenti a seguito della pandemia da Covid-19, si sono svolte online la 16ª e la 17ª riunione del NER, rispettivamente il 13-14 aprile e il 17-18 novembre.

Relazioni bilaterali con paesi UE ed extra-UE

Grecia. Si è tenuto ad Atene, il 19 ottobre scorso, un incontro bilaterale tra l'Autorità e il regolatore greco, con un confronto sul ruolo degli *stakeholder* italiani in Grecia e la collaborazione nel Mediterraneo.

Francia. Si è svolto un incontro bilaterale fra l'Autorità e il regolatore francese, durante il quale sono state affrontate tematiche europee di comune interesse, come lo sviluppo delle infrastrutture (SACOI e Piemonte-Savoia), i rapporti con paesi terzi e le attività di cooperazione internazionale.

Sudafrica. L'incontro è nato dalla richiesta dell'Autorità sudafricana per l'energia (NERSA) di approfondire l'esperienza del nostro Paese su tematiche quali la progressiva integrazione delle energie rinnovabili nella rete nazionale, il sistema di approvvigionamento di gas naturale e lo sviluppo di reti elettriche internazionali. Il NERSA sta, infatti, procedendo a una serie di consultazioni con analoghe autorità di altri paesi considerati come *benchmark* internazionali.

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

Segnalazioni

Segnalazione al Parlamento e al Governo in merito allo stato di criticità dei servizi idrici in alcune regioni del Mezzogiorno e formulazione di proposte di revisione della disciplina vigente

Con la segnalazione 27 luglio 2021, 331/2021/I/idr, l'Autorità ha richiamato l'attenzione del Parlamento e del Governo sulle criticità dei servizi idrici, formulando specifiche proposte normative per superarle e aumentarne l'efficienza, in particolare nelle regioni del Sud Italia, anche alla luce delle opportunità e dei target fissati nel Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR).

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

Permane, infatti, nel nostro Paese un *Water Service Divide* caratterizzato da un'ampia area – collocata prevalentemente al Nord e al Centro – in cui i servizi, gli investimenti, l'attività legislativa, il funzionamento degli enti di governo dell'ambito e le capacità gestionali degli operatori appaiono in linea con i più elevati obiettivi del settore idrico, a fronte di situazioni – principalmente nel Sud e nelle Isole – in cui si perpetuano inefficienze.

Dall'attività di monitoraggio stabilmente svolta dall'Autorità sul riordino degli assetti locali del settore, attraverso l'analisi delle informazioni trasmesse dagli enti di governo d'ambito e da altri soggetti territorialmente competenti secondo la legislazione regionale, emerge un quadro ove, pur con un completamento del percorso di adesione degli enti locali ai relativi enti di governo dell'ambito e con la razionalizzazione del numero degli ATO (ambito territoriale ottimale), le emergenze ancora presenti evidenziano la necessità di un'azione di riforma per il rafforzamento della *governance* della gestione del servizio idrico integrato, in considerazione del permanere di situazioni di mancato affidamento del servizio in alcune aree del Paese, quali Molise e Calabria, nonché la parte maggioritaria degli ambiti territoriali di Campania e Sicilia.

La mancata risoluzione, nel breve periodo, di tali situazioni gestionali – peraltro strutturali in tali aree – potrebbe minare la piena efficacia degli obiettivi e delle azioni di riforma, la cui attivazione è prevista nell'ambito del PNRR, "*Next Generation Italia*", che stigmatizza come "l'evoluzione autoctona del sistema non è percorribile senza un intervento centrale finalizzato alla sua risoluzione".

Con la presente segnalazione l'Autorità, pertanto, ha ritenuto opportuno richiamare l'attenzione del Parlamento e del Governo sull'utilità di interventi normativi di modifica delle vigenti previsioni legislative per accelerare l'affidamento del servizio idrico integrato, prevedendo, in particolare, un termine perentorio entro il quale concludere i processi di affidamento; un supporto tecnico agli enti territoriali che ne avessero necessità; l'affidamento a un soggetto societario a controllo pubblico nel caso decorrano i termini previsti, a tutela della continuità del servizio ai cittadini.

Audizioni presso il Parlamento

Memoria in merito alla proposta di Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR)

Con la memoria 2 marzo 2021, 86/2021/I/com, l'Autorità ha espresso alla 10ª Commissione Industria, commercio, turismo, 5ª Bilancio e 14ª Politiche dell'Unione europea del Senato della Repubblica le proprie considerazioni e proposte in ordine al Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR).

Il citato PNRR descrive gli obiettivi strategici e le linee di intervento che l'Italia intende adottare ai fini dell'utilizzo delle risorse messe a disposizione nell'ambito del programma *Next Generation EU*, che garantirà al nostro Paese risorse aggiuntive per circa 224 miliardi di euro (nell'arco di sei anni), con l'obiettivo di favorire la ripresa e di limitare i negativi effetti economici e sociali determinatisi a seguito dell'emergenza epidemiologica da Covid-19.

La presente memoria si è focalizzata sui temi maggiormente afferenti alle competenze dell'Autorità, con riferimento ad alcune delle componenti della Missione 2, denominata "Rivoluzione verde e transizione ecologica",

che riguarda i grandi temi dell'economia circolare e della transizione energetica, in funzione degli obiettivi del *Green Deal* (riduzione delle emissioni climalteranti del 55% al 2030 e raggiungimento della neutralità climatica al 2050). Si fa riferimento, in particolare, alla componente "Impresa/Agricoltura verde ed economia circolare", quella indicata come "Energia rinnovabile, idrogeno e mobilità sostenibile" e, infine, a quella definita "Tutela del territorio e risorsa idrica".

L'Autorità ha evidenziato come la spinta a una visione intersettoriale dei settori energetici e ambientali richieda una *governance* regolatoria unitaria, sia nella fase della pianificazione sia in quella di sviluppo e di gestione, in grado di realizzare il monitoraggio e la sostenibilità tariffaria delle iniziative di investimento di utilità per il sistema nella prospettiva degli operatori infrastrutturali (giusta remunerazione) e degli utenti del servizio (ragionevole impatto tariffario).

In particolare, l'Autorità ha richiamato l'attenzione del Parlamento sull'indicazione della Commissione europea a individuare un organismo pubblico e indipendente che "certifichi" i costi, la c.d. "*independent validation by an independent public body*", per le cui competenze la stessa Autorità ha confermato il proprio supporto ai soggetti istituzionali che svolgeranno tale funzione negli ambiti di propria competenza, al fine di semplificare i meccanismi di gestione, evitando forme di duplicazione nell'analisi dei costi.

In merito alle linee di intervento attinenti agli ambiti di competenza, l'Autorità ha segnalato uno squilibrio sostanziale fra le risorse destinate al settore energia (circa 8,66 miliardi di euro alla produzione e alla distribuzione di energie rinnovabili/sostegno alla filiera e 2 miliardi alla promozione del vettore idrogeno) e quelle destinate all'ambiente (1,5 miliardi di euro per gli impianti di riciclo rifiuti e 3,8 miliardi di euro per le infrastrutture del sistema idrico integrato).

Con riferimento allo sviluppo delle infrastrutture nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, l'Autorità ritiene che i costi d'investimento debbano essere efficienti e sostenibili, le priorità d'intervento degli operatori debbano essere allineate alle esigenze del sistema e i livelli di qualità del servizio debbano convergere in tutte le aree del Paese allineati verso quelli delle aree meglio servite. Risulta, dunque, essenziale valutare la sostenibilità ambientale ed economica delle diverse tecnologie disponibili, in una logica imprescindibile di analisi costi-benefici, svolta secondo una metodologia standardizzata e che consenta sempre più di analizzare con una visione integrata i due settori, elettricità e gas, realizzando uno sviluppo infrastrutturale dei diversi comparti della filiera energetica in modo coordinato, sia nei tempi sia nella scelta degli investimenti e della loro localizzazione.

L'Autorità, che da sempre ha fatto del riequilibrio territoriale un obiettivo strategico della propria azione, vede favorevolmente il rafforzamento massivo delle reti collocate nel Sud del Paese, non limitandosi unicamente alle reti di distribuzione ma comprendendovi anche la rete di trasmissione e i sistemi di accumulo. Ove non destinati alle regioni c.d. "obiettivo", come Puglia, Calabria, Basilicata, Campania, Sicilia e Sardegna, tali interventi richiederebbero valutazioni in materia di aiuti di Stato che risulterebbero critiche in relazione alle tempistiche del PNRR.

In merito agli interventi e agli investimenti nelle energie rinnovabili, l'Autorità valuta come prioritaria l'individuazione tempestiva delle c.d. "aree idonee", al fine di rendere efficiente ed efficace il meccanismo delle aste definito nei regimi di sostegno attuali, garantendo il raggiungimento degli obiettivi individuati in sede europea al minimo costo. Pur riconoscendo il valore della promozione di tecnologie innovative *offshore*, l'Autorità rileva che tali

tecnologie potrebbero forse trovare migliore collocazione in altri ambiti del PNRR destinati, per esempio, alla ricerca e allo sviluppo tecnologico (Missione 4).

Analogamente, per quanto attiene all'idrogeno verde, l'Autorità propone di valutare lo spostamento di tali interventi ad altri ambiti del PNRR precipuamente dedicati alla ricerca e allo sviluppo industriale (per esempio, Missione 4) e di destinare almeno una parte delle risorse a interventi di sviluppo del sistema energetico tesi all'efficientamento dei costi posti a carico della collettività. Poiché l'applicazione dell'idrogeno verde su scala industriale rischierebbe, nel breve-medio periodo, di distrarre le risorse destinate alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili dall'obiettivo di decarbonizzazione del sistema elettrico, l'Autorità ritiene auspicabile che le energie rinnovabili siano valorizzate attraverso il contributo diretto alla decarbonizzazione del sistema elettrico, valutando, in aggiunta, anche tecnologie alternative per la decarbonizzazione del settore dell'idrogeno, quali la cattura e il sequestro della CO₂, impiegabili nel breve periodo a costi inferiori.

In riferimento al raggiungimento dei nuovi target sulla gestione dei rifiuti, fissati in sede comunitaria, l'Autorità sottolinea come questo non possa prescindere dal superamento della grave carenza infrastrutturale sia del comparto del trattamento sia di quello del recupero dei rifiuti; carenza che rende alcune aree del Paese (principalmente Centro e Sud) particolarmente dipendenti dalla disponibilità di altri ad accogliere rifiuti, a discapito dell'economicità e dell'efficienza del servizio e con effetti negativi sull'ambiente.

Il perdurare di tale carenza infrastrutturale non appare riconducibile tanto a un tiepido interesse a investire, quanto a elementi non ottimali nelle scelte di programmazione delle opere necessarie, le quali non possono prescindere da una chiara previsione, da un lato, degli elementi che incentivano l'operatore di settore a realizzare infrastrutture, e, dall'altro, delle misure efficaci per il superamento dell'inerzia da parte delle amministrazioni competenti.

A tal proposito, l'Autorità ritiene che valutare forme di semplificazione e di accelerazione, quali la riduzione dei termini procedurali e di previsione dei poteri sostitutivi, potrebbe rivelarsi opzione efficace.

Con riferimento al settore idrico, l'Autorità valuta come prioritari, per l'ammodernamento e lo sviluppo delle infrastrutture, gli interventi volti a realizzare la semplificazione della normativa relativa al Piano nazionale degli interventi e il rafforzamento della *governance*.

La ripresa degli investimenti, osservata dal 2012, anno in cui sono state assegnate a questa Autorità le competenze in materia di regolazione e controllo dei servizi idrici, non appare sufficiente rispetto alle effettive esigenze del Paese, caratterizzato da:

- una infrastruttura vetusta a fronte di un tasso di sostituzione delle reti di adduzione e di distribuzione pari allo 0,39%;
- elevate dispersioni idriche con un valore medio delle perdite, per chilometro, pari a 24mc/km/gg;
- situazioni critiche a livello territoriale (specie nel Sud e nelle Isole) relativamente alle interruzioni del servizio.

L'Autorità ha confermato, pertanto, la disponibilità a proseguire l'attività di individuazione degli interventi necessari e urgenti per la mitigazione dei danni connessi al fenomeno della siccità e per promuovere il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche.

Memoria in merito all'affare assegnato sull'aggiornamento della normativa in materia di certificati bianchi

Con la memoria 20 aprile 2021, 165/2021/I/eel, l'Autorità ha formulato alla Commissione Industria, commercio, turismo del Senato della Repubblica le proprie valutazioni sulla possibile evoluzione futura dei titoli di efficienza energetica, nell'ambito dell'"Affare sull'aggiornamento della normativa in materia di certificati bianchi" (Atto n. 784).

In particolare, l'Autorità ha affermato di ritenere opportuno che, in occasione della futura revisione degli obiettivi europei al 2030 e del connesso adeguamento del PNIEC, sia rivalutata anche la ripartizione tra i diversi strumenti utilizzabili ai fini del raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica, tenendo conto del ruolo che i titoli di efficienza energetica (TEE) potranno ancora svolgere per la promozione degli interventi di efficientamento in ambito industriale. In tale contesto i certificati bianchi potrebbero dispiegare con efficacia i propri effetti mentre altri strumenti, quali le detrazioni fiscali, sarebbero tipicamente più adatti al settore domestico o civile.

L'Autorità ha sottolineato, inoltre, che i TEE e le aste al ribasso possono promuovere ulteriori interventi di efficientamento energetico nel settore idrico (quali, la gestione degli acquedotti finalizzata a ottimizzare le pressioni e a ridurre il livello di perdite di rete, nonché interventi inerenti al collettamento e trattamento delle acque reflue). Le aste al ribasso risultano preferibili per interventi in ambiti diversi da quello industriale quale l'illuminazione pubblica e il richiamato servizio idrico integrato, in quanto la fissazione del prezzo, per l'intero periodo di incentivazione, riduce il rischio degli investimenti per gli operatori e il relativo costo per il sistema.

L'Autorità ha evidenziato la necessità di separare i due strumenti TEE e aste, sia per quanto riguarda la definizione dei relativi obiettivi, per il cui raggiungimento i risparmi rendicontati nell'ambito di tale nuovo sistema non devono essere considerati, sia nella quantificazione del valore posto a base d'asta, che non deve tenere conto del contributo tariffario vigente ma piuttosto delle valutazioni di costo/opportunità rispetto al TEE risparmiato, riducendosi anche in questo caso il rischio per gli investitori.

L'Autorità ha proposto che sia previsto un congruo intervallo temporale tra il momento dello svolgimento delle aste e l'avvio degli obblighi che ne derivano, tale da consentire l'ingresso del nuovo entrante, coerentemente con le tempistiche necessarie per la realizzazione dei necessari investimenti. Necessario, inoltre, che non sia previsto "un valore minimo di riconoscimento" del contributo spettante ai distributori, perché, nel caso vi sia un eccesso di offerta e i prezzi di scambio dei TEE siano inferiori a tale valore minimo, questo potrebbe comportare remunerazioni, per i soggetti obbligati, immotivatamente superiori ai costi d'acquisto dei TEE, con maggiori costi a carico della collettività. Parimenti necessario è che le regole di calcolo del contributo siano note *ex ante*, evitando modifiche finalizzate a garantire sostanziale equilibrio tra domanda e offerta di TEE o inerenti all'utilizzo dei TEE virtuali, il cui valore minimo per l'emissione – ha auspicato l'Autorità – deve essere esplicitamente quantificato, evitando che i distributori vi ricorrano a titolo gratuito, oppure sostenendo costi irrisori, anche per quantitativi non trascurabili.

Memoria nell'ambito dell'esame della proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee e che abroga il regolamento (UE) n. 347/2013 (COM(2020) 824 final)

Con la memoria 10 maggio 2021, 181/2021/I/com, l'Autorità ha fornito il proprio contributo alla Commissione Industria, commercio, turismo del Senato della Repubblica in merito alla proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee e che abroga il regolamento (UE) n. 347/2013 (COM (2020) 824 final).

La revisione di detto regolamento (TEN-E) assume rilevanza strategica, considerato che esso costituisce parte integrante della strategia di decarbonizzazione dell'economia europea al 2050, nota come *Green Deal*, ovvero l'elemento programmatico qualificante della Commissione von der Leyen nella strategia di decarbonizzazione europea, consolidata di recente anche da un accordo negoziale fra il Parlamento e il Consiglio europeo sulla c.d. "*European climate law*".

In particolare, l'Autorità ha sottolineato come alcuni aspetti della *governance*, contemplati dal provvedimento in corso di revisione, assumano un carattere di estremo valore al fine di assicurare che il processo di selezione delle liste dei c.d. "*Project of Common Interest*" (PCI), ossia dei progetti di interesse comune, nonché la valutazione dei progetti nazionali candidati all'inserimento nelle liste e alle procedure per il co-finanziamento degli stessi (piattaforma CEF), avvenga in modo corretto ed efficiente.

L'Autorità considera rilevante, pertanto, compiere un intervento di semplificazione delle procedure di approvazione, al fine di ridurre i rischi di incidere negativamente sui tempi e sui contenuti dei programmi di sviluppo nazionali, che devono essere coerenti con l'insieme degli scenari europei.

In un ambito caratterizzato da un rapido progresso tecnologico, a fronte di una crescente incertezza in ordine alle soluzioni tecniche più adeguate, l'Autorità ha espresso l'esigenza di utilizzare, in particolare nelle procedure di allocazione dei costi dei progetti transfrontalieri fra paesi, non un unico scenario europeo ma più scenari alternativi, al fine di identificare idonee infrastrutture, con riferimento ai differenti possibili contesti futuri.

Parimenti rilevante la necessità di un alleggerimento delle procedure per la definizione, in tempi certi e con una seria validazione tecnica, dei criteri per le metodologie europee di analisi costi/benefici ma che appare, nella proposta legislativa *de qua*, ancora più complicato dall'introduzione di elementi procedurali caratterizzati da indeterminazione e opinabilità e dall'inserimento di un controverso concetto di "modifiche incrementali" della metodologia.

Alla luce di quanto evidenziato, l'Autorità ha prospettato non solo di intervenire sulle previsioni relative all'allocazione dei costi di investimento per i progetti transfrontalieri ma, anche, di prevedere poteri di rigetto delle istanze dei promotori, qualora i progetti non rispondessero a solidi criteri di economicità.

In ultimo, l'Autorità ha richiamato l'attenzione sull'opportunità di riportare anche i progetti *offshore* nell'alveo dello stesso disegno di *governance* applicato alle altre infrastrutture, in considerazione della particolare posizio-

ne geografica dell'Italia nel bacino del Mediterraneo, poiché, in assenza di chiari criteri tecnici di validazione di costi e benefici, il nostro Paese potrebbe dovere sostenere economicamente anche progetti *offshore* di interesse unicamente per taluni stati membri che si affacciano sul Mediterraneo.

Memoria in merito alle risoluzioni sulle iniziative a favore dei clienti finali di piccole dimensioni di energia elettrica in vista della fine delle tutele di prezzo

Con la memoria 18 maggio 2021, 207/2021/I/eel, l'Autorità ha fornito il proprio contributo ai lavori della Commissione Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati in ordine alle risoluzioni n. 7/00554, presentata dall'On. Crippa, e n. 7/00381 (nuova formulazione), presentata dall'On. Squeri, entrambe sulle iniziative a favore dei clienti finali di piccole dimensioni di energia elettrica in considerazione della prevista rimozione delle tutele di prezzo.

Nello specifico, l'Autorità ha richiamato l'attenzione sulle misure adottate, con la delibera 24 novembre 2020, 491/2020/R/eel, recante "Disposizioni per l'erogazione del servizio a tutele graduali per le piccole imprese del settore dell'energia elettrica di cui alla legge n. 4 agosto 2017, n. 124 (Legge annuale per il mercato e la concorrenza)", al fine di garantire la continuità della fornitura a partire da gennaio 2021, termine di rimozione delle tutele di prezzo per le piccole imprese.

L'Autorità è consapevole che la completa liberalizzazione del mercato porterà vantaggi per i clienti finali, a condizione però che, dal lato dell'offerta, si sviluppi una reale concorrenza, con la presenza di operatori affidabili in grado di soddisfare le esigenze dei clienti finali e di contendersi, con livelli di prestazioni confrontabili, quote realmente significative di clienti, e che, dal lato della domanda, sia aumentata la conoscenza del mercato e la fiducia del cliente finale nell'ambito del rapporto con il venditore. A tal fine, risulta necessario il verificarsi di due condizioni:

- la prima riguarda l'esigenza di tracciare un percorso graduale che permetta a un numero adeguato di operatori di competere, per aumentare progressivamente la propria quota di mercato, acquisendo e gestendo efficientemente una porzione significativa di clienti finali tra quelli attualmente ancora riforniti in maggior tutela;
- la seconda concerne la necessità di assicurare le giuste forme di tutela ai clienti vulnerabili e per questo è urgente identificare le opportune misure, peraltro diverse e ulteriori rispetto all'attuale bonus sociale, che potrebbero trovare la loro collocazione all'interno del decreto legislativo di recepimento della direttiva 2019/944/UE.

L'Autorità ha ricordato, oltre agli specifici strumenti informativi resi operativi – come il Portale Offerte e il Portale Consumi –, la propria attività volta a definire ulteriori meccanismi informativi *ad hoc* relativi agli specifici obblighi per i venditori, considerando che tali interventi risultano particolarmente utili per le fasce più deboli di consumatori, maggiormente esposte ad aggressive pratiche di *marketing*.

Considerando come la valutazione delle proposte contrattuali risulti particolarmente complessa, anche in ragione delle caratteristiche del settore, dove il prezzo dell'energia varia su base oraria ed è caratterizzato da elevata volatilità, l'Autorità ha già definito specifiche modalità per permettere la comparabilità di offerte con strutture di

prezzo diverse, standardizzando, altresì, le modalità di esposizione delle specifiche caratteristiche delle offerte, quali la presenza di sconti e l'indicazione dei servizi aggiuntivi.

Sempre nell'ottica di facilitare l'orientamento dei clienti finali tra le offerte del libero mercato, c'è stata la creazione della c.d. offerta PLACET, caratterizzata da condizioni contrattuali fissate dall'Autorità, la quale ne ha imposto l'obbligo di offerta da parte di tutti gli operatori di mercato. Tuttavia, detta offerta PLACET ha ricevuto una tiepida accoglienza da parte dei clienti finali.

In vista della data del 1° gennaio 2023, per l'entità numerica e per la tipologia della popolazione interessata, l'Autorità ha prospettato la necessità che siano definite campagne informative, concertate tra le istituzioni coinvolte e dirette a tutti i clienti finali a oggi aventi diritto al servizio di maggior tutela, sia domestici sia non domestici.

Memoria in merito alla determinazione e alla modulazione della TARI

Con la memoria 20 maggio 2021, 209/2021/I/rif, l'Autorità ha espresso le proprie considerazioni in merito alla determinazione e alla modulazione della tassa sui rifiuti, TARI, volta a finanziare la gestione dei rifiuti urbani.

L'Autorità ha recentemente avviato, con la delibera 30 marzo 2021, 138/2021/R/rif, il procedimento per la definizione del secondo periodo regolatorio MTR-2, valido dal 2022 al 2025, al fine di provvedere all'aggiornamento e all'integrazione dell'attuale sistema di regole per il riconoscimento dei costi efficienti di esercizio e di investimento del servizio integrato dei rifiuti e dei singoli servizi che costituiscono l'attività di gestione, nonché alla fissazione dei criteri per la determinazione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento.

Tale sistema di regole destinato al secondo periodo regolatorio include variabili di calcolo che tengono conto dei più recenti elementi normativi europei e nazionali, che hanno modificato la classificazione dei rifiuti e gli obiettivi ambientali nel corso di questi anni. Al riguardo, sono stati considerati gli obiettivi a lungo termine per l'economia circolare, la responsabilità estesa del produttore, le regole per gli imballaggi, la gerarchia dei rifiuti urbani e la loro identificazione, la graduale riduzione dei conferimenti in discarica, il principio "chi inquina paga" e, infine, il collegamento con il PNRR.

Per affrontare le evidenti differenze territoriali e gestionali, sia in termini di presenza di impianti sia di gestione dei flussi di rifiuti, l'Autorità ha confermato un modello di regolazione tariffaria "asimmetrica", introducendo un meccanismo di incentivazione tramite perequazione, sulla base della gerarchia dei rifiuti, che prevede componenti a compensazione o come maggiorazione dei corrispettivi per l'accesso a seconda del tipo di impianto. Gli impianti sono classificati secondo la natura del gestore ("integrato", se gestisce più fasi della filiera e ha impianti di trattamento già considerati nella regolazione del precedente MTR) e il ruolo che ricoprono nel ciclo (se impianti di chiusura del ciclo o intermedi). Il meccanismo di perequazione, nonché il previsto limite alle tariffe di accesso ai medesimi impianti, mirano a responsabilizzare le realtà locali, supportando i percorsi di miglioramento dell'efficienza gestionale, di completamento della filiera e di realizzazione di impianti per la chiusura del ciclo dei rifiuti, premiando la prossimità territoriale.

Sono impianti "minimi" quelli ritenuti indispensabili alla chiusura del ciclo dei rifiuti nel loro territorio e previsti nella programmazione. Sono impianti "aggiuntivi" quelli diversi dai minimi, per i quali si applica una regolazione orientata alla trasparenza.

La regolazione MTR-2, quindi, oltre ad applicarsi a tutti i gestori integrati e ai loro impianti, si applica agli operatori non integrati che gestiscono impianti "minimi", con l'introduzione di incentivi decrescenti in base al tipo di trattamento che operano sui rifiuti (compostaggio, digestione anaerobica, termovalorizzazione). È sempre penalizzato il conferimento in discarica. I livelli di raccolta differenziata, il trattamento dei rifiuti con riutilizzo o riciclo, la prossimità territoriale e le caratteristiche dimensionali, tecnologiche e di impatto ambientale degli impianti diventano, con l'MTR-2, variabili quantitative che determinano la TARI, rendendola più vicina alle esigenze dei cittadini.

Memoria in merito allo schema di decreto legislativo recante attuazione della direttiva 2019/944/UE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonché recante disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento (UE) 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento (UE) 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE (n. 294)

Con la memoria 16 settembre 2021, 384/2021/II/eel, l'Autorità ha fornito le proprie osservazioni e proposte alle Commissioni riunite 10ª Industria, commercio, turismo e 13ª Territorio, ambiente, beni ambientali del Senato della Repubblica, in merito allo schema di decreto legislativo recante attuazione della direttiva 2019/944/UE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonché recante disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento (UE) 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento (UE) 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE (A.G. n. 294).

L'Autorità ha, *in primis*, sottolineato che lo schema di decreto oggetto dell'audizione appare caratterizzato da un eccesso di dettaglio regolatorio, frutto di un approccio di cristallizzazione della regolazione nella normativa primaria sovranazionale, mentre, al contrario, gli strumenti tecnici e le modalità per il raggiungimento degli obiettivi condivisi devono potere essere selezionati con adeguati margini di flessibilità e di selettività. Tale approccio è evidente con riferimento alle disposizioni che tendono a porre il consumatore al centro del mercato, nonché a promuovere una regolazione efficiente delle reti, considerato che la regolazione vigente nazionale risulta più avanzata di quella media europea.

Con riguardo ai diritti contrattuali dei clienti (art. 5), l'Autorità ha auspicato che lo schema escluda l'obbligo di comunicazione preventiva al cliente delle ipotesi di variazione dei corrispettivi che derivano da indicizzazione o da adeguamento automatico di corrispettivi non determinati dal venditore, precisando che gli avvisi dovrebbero riguardare esclusivamente eventuali modifiche di quelle componenti del prezzo di fornitura che rientrano nella discrezionalità dell'esercente.

In materia di bolletta e di fatturazione (art. 6), l'Autorità ha evidenziato che le informazioni, indicate nell'allegato 1 allo schema di decreto in esame, risultano di estremo dettaglio e che la cadenza su base mensile di messa a disposizione delle informazioni nella bolletta potrebbe non risultare in linea con il principio generale previsto dal comma 1 dell'art. 6 che fa riferimento a "bollette e informazioni di fatturazione facilmente comprensibili, chiare, concise, di facile consultazione". Al riguardo, l'Autorità ritiene che la messa a disposizione di molte delle informazioni possa avvenire utilizzando il Portale Consumi, al quale, con ogni garanzia di riservatezza, i clienti finali possono accedere per comprendere e comparare i propri dati storici di consumo degli ultimi 36 mesi.

In merito all'art. 7, l'Autorità si è dichiarata favorevole alla riduzione della tempistica massima per il cambio del fornitore: tre settimane dalla richiesta senza il vincolo di decorrenza dal primo giorno del mese successivo e, dal 1° gennaio 2026, entro 24 ore, auspicando pertanto che non siano formulate esplicite previsioni sui tempi di fatturazione, affinché sia la stessa Autorità a definire le tempistiche ed eventualmente a valutare possibili modifiche di quelle attualmente in vigore.

Con riferimento all'art. 11, dedicato ai clienti vulnerabili e in condizioni di povertà energetica, l'Autorità ha rilevato, nelle modalità in cui essa è articolata, possibili difficoltà nell'identificazione della platea iniziale dei clienti e propone che tali soggetti vulnerabili siano individuati come gli aventi diritto al bonus sociale elettrico per disagio economico e al bonus sociale elettrico per disagio fisico. Laddove si intenda offrire a tale categoria anche delle forme di tutela di prezzo, l'Autorità ha proposto che sia esplicitamente prevista la presenza di un limite massimo ai prezzi applicabili ai clienti vulnerabili anche nei servizi di ultima istanza, con l'eventuale socializzazione del differenziale tra il (minor) prezzo pagato da tali clienti e quello di erogazione del servizio di ultima istanza a carico degli altri clienti finali ivi riforniti o di tutti i clienti finali.

Inoltre, il termine entro il quale l'Autorità è tenuta ad adottare le misure necessarie per rendere effettivi tutti i diritti contemplati dalle norme richiamate appare stringente nonché difficilmente compatibile con un lasso temporale in grado di garantire procedimenti partecipati, come d'uso in Autorità, con il coinvolgimento di tutti gli attori del sistema, e, per tale motivo, andrebbe posticipato fino a 18 mesi.

Con riferimento alle comunità energetiche, l'Autorità ha sottolineato le possibili criticità derivanti dall'ipotesi che tali comunità gestiscano reti elettriche di nuova realizzazione o acquisite dai concessionari e ha espresso la propria preferenza affinché non siano definite nuove fattispecie che consentano di realizzare *ex novo* reti private, in particolare per la fornitura di utenze residenziali, ma, anzi, siano utilizzate in maniera maggiormente efficiente le reti pubbliche già esistenti. A tal fine, ha suggerito di espungere l'attività di distribuzione da quelle assentite alle comunità energetiche di cui ai commi 6, lettera c), e 7 dell'art. 14 dello schema di decreto in esame.

L'Autorità ha segnalato l'opportunità di valutare l'eliminazione della lettera c), comma 3, dell'art. 18, al fine di non vincolare eccessivamente la fase attuativa della disposizione in analisi rispetto a una tematica, quale quella autorizzativa, che potrebbe risultare particolarmente delicata con riferimento a peculiari fattispecie di stoccaggi, per esempio gli impianti di pompaggio idroelettrici, limitando così di fatto la concorrenzialità delle procedure.

In merito ai diritti di connessioni alla rete (artt. 15, comma 3, e 22, commi 1 e 2-*octies*), l'Autorità ha evidenziato le criticità che potrebbero emergere, a breve ma ancora più a medio termine, a fronte delle attuali congestioni nel Sud del Paese, a causa delle quali Terna potrebbe essere costretta a rifiutare ulteriori connessioni per evitare

l'aumento di congestioni future. In questo contesto, l'Autorità ha rilevato come le richieste di connessione *off-shore* stiano diventando, per il gestore della rete, un tema molto delicato, che richiede soluzioni improrogabili.

In riferimento al gestore delle reti di distribuzione, l'Autorità ha posto in risalto le criticità legate alla sperimentazione di un sistema di auto-dispacciamento a livello locale attraverso un meccanismo di premi e penalità che stimoli i produttori e i consumatori di energia elettrica a bilanciare le proprie posizioni, compensando i consumi con le produzioni locali, nel rispetto dei vincoli di sicurezza della rete, e ha proposto di espungere tale previsione. L'Autorità ha ricordato, inoltre, di avere avviato, con la delibera 352/2021/R/eel, una fase di sperimentazione relativa all'approvvigionamento, da parte dei distributori, delle risorse necessarie per la gestione efficiente e in sicurezza delle proprie reti, e ha proposto che il termine previsto sia portato da 12 ad almeno 24 mesi.

Memoria in merito allo schema di decreto legislativo recante attuazione della direttiva 2018/2001/UE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili

Con la memoria 27 settembre 2021, 391/2021/I/com, e la memoria 28 settembre 2021, 406/2021/I/com, l'Autorità ha espresso le proprie osservazioni alle Commissioni riunite 10^a Industria, commercio, turismo e 13^a Territorio, ambiente, beni ambientali del Senato della Repubblica, e delle Commissioni riunite X Attività produttive, commercio e turismo e VIII Ambiente, territorio e lavori pubblici della Camera dei deputati, in merito allo schema di decreto legislativo recante attuazione della direttiva 2018/2001/UE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (A.G. n. 292).

Al fine di coordinare le norme vigenti in materia di autoconsumo, termine con il quale si identifica il consumo di energia elettrica prodotta nel medesimo sito in cui è consumata, sia istantaneamente sia tramite sistemi di accumulo, indipendentemente dai soggetti che ricoprono il ruolo di produttore e di cliente finale, purché operanti nello stesso sito opportunamente definito e confinato, e dalla fonte che alimenta l'impianto di produzione, con le norme previste dallo schema di decreto in esame l'Autorità ha sottolineato la necessità di precisare che l'autoconsumatore di energia rinnovabile operi entro un unico sito dai confini definiti, escludendo altri siti. Peraltro, è la stessa direttiva 2018/2001/UE a prevedere che l'autoconsumatore di energia rinnovabile operi in propri siti posti entro confini definiti e che possa agire in altri siti solo se consentito da uno stato membro. L'Autorità ha proposto, pertanto, di espungere l'art. 30, comma 1, lettera a), punto 2, dallo schema di provvedimento. Inoltre, l'art. 30 deve precisare che l'autoconsumatore di energia rinnovabile non ha l'obbligo di fornire servizi ancillari ma la sola facoltà (comma 1) e che, nel caso di gruppo di autoconsumatori che agiscono collettivamente, non solo questi ultimi ma anche gli impianti di produzione la cui energia elettrica rileva ai fini della condivisione devono trovarsi nello stesso condominio (comma 2, lettera a).

L'Autorità non concorda con la previsione in base alla quale la stessa Autorità è tenuta a individuare le modalità con le quali i clienti domestici possono richiedere alle rispettive società di vendita, in via opzionale, lo scorporo in bolletta della quota di energia condivisa (art. 30, comma 3, lettera c) in quanto lo scorporo limita la flessibilità consentita alle comunità di energia rinnovabile o ai gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile, poiché esclude a priori diverse modalità di ripartizione del valore dell'energia condivisa. Per questo motivo, l'Autorità ha proposto di espungere tale norma dallo schema di decreto in analisi o, in via subordinata, di precisare che lo scorporo non riguarda la quota dell'energia condivisa ma il suo valore.

In riferimento alla definizione degli strumenti di incentivazione e delle semplificazioni per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, l'Autorità ha ribadito la necessità di prevedere che almeno i contingenti delle aste siano differenziati per aree geografiche, tenendo conto dell'esito dell'individuazione delle aree idonee; individuazione che consentirebbe di fornire indicazioni in merito alle aree in cui realizzare gli impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili, riducendo le tempistiche di autorizzazione e di sviluppo delle iniziative, nonché i rischi in capo agli investitori.

Inoltre, l'Autorità ha chiesto che l'art. 5, comma 5, lettera a), sia espunto dallo schema di decreto in questione, al fine di non prevedere incentivi che promuovano l'abbinamento delle fonti rinnovabili con i sistemi di accumulo, poiché risulta più efficiente che tali sistemi siano utilizzati in funzione delle esigenze del sistema elettrico.

Sul fronte dell'utilizzo dei proventi delle aste CO₂ per gli incentivi delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica, l'Autorità ha suggerito che tale quota sia definita in modo da non risultare trascurabile, prevedendo apposite ulteriori modalità di finanziamento degli oneri.

Per quanto riguarda le semplificazioni per l'installazione di impianti di produzione da fonti rinnovabili al servizio di edifici, di cui all'art. 25 del provvedimento all'attenzione del Parlamento, l'Autorità ha ritenuto preferibile suggerire che il modello unico semplificato non sia esteso solo al ritiro dedicato e agli impianti fotovoltaici fino a 50 kW, ma anche alle altre tipologie impiantistiche e ai sistemi di accumulo ubicati presso gli edifici.

La partecipazione dei consumatori domestici e non domestici nell'acquisto di energia elettrica a lungo termine prodotta da impianti a fonti rinnovabili, anche tramite gruppi di acquisto, è prevista dall'art. 28, comma 5, che demanda all'Autorità il compito di integrare le Linee guida in questione. Al fine di istituire specifiche regole di comportamento, l'Autorità ha chiesto la riformulazione del suddetto art. 28, comma 5, prevedendo che la medesima imponga a tali gruppi di acquisto di informare adeguatamente i clienti che vi partecipano, qualora i fornitori selezionati per il gruppo si approvvigionino, o abbiano intenzione di approvvigionarsi, tramite contratti a lungo termine negoziati sulla costituenda piattaforma del Gestore dei mercati energetici (GME).

L'Autorità ha sottolineato l'opportunità che la disciplina del sistema di misura dell'energia elettrica da fonti rinnovabili, di cui all'art. 36, spetti al regolatore nazionale, che la definirà attraverso forme di consultazione pubblica; pertanto, risulta preferibile evitare di attribuire fin da subito al Sistema informativo integrato (SII) il ruolo di interfaccia unica per i dati di misura dell'energia elettrica immessa e prodotta da impianti incentivati.

Riguardo ai dati da utilizzare per finalità statistiche, l'Autorità considera, in generale, utile prevenire la moltiplicazione dei ruoli, anche in considerazione del fatto che la stessa ha già intrapreso l'attività di monitoraggio dei dati aggregati di prelievo di elettricità e gas, prevedendone a breve la pubblicazione in modalità *open data* nel proprio sito internet.

L'Autorità ha evidenziato, in tema di integrazione del biometano, l'opportunità di portare da 30 a 180 giorni il termine per definire i criteri in base ai quali l'impresa maggiore di trasporto può formulare una procedura per l'integrazione delle informazioni e delle soluzioni atte a ottimizzare le connessioni di detti impianti di biometano sulla rete del gas, sia per l'ampia portata del provvedimento che coinvolge la distribuzione e la trasmissione, sia per l'obbligo di effettuare le dovute procedure di consultazione.

In merito all'immissione in rete dell'idrogeno, l'Autorità ha rilevato la necessità di porre in capo al Ministero della transizione ecologica l'aggiornamento delle specifiche di qualità del gas naturale, l'individuazione delle percentuali ammesse di idrogeno e, contestualmente, la definizione delle specifiche di qualità per l'immissione in rete di miscele gassose contenenti prevalentemente idrogeno.

L'Autorità ha ribadito, per quanto attiene alla ricarica dei veicoli elettrici, la preferenza per forme di incentivazione esplicita, osservando come le misure tariffarie rischierebbero di tradursi in incentivi impliciti, che non possono consentire la necessaria selezione degli utenti beneficiari e/o l'aggiornamento nel tempo dell'intensità di un "pilotaggio" dell'incentivazione.

Per quanto concerne le modalità di attuazione dell'obbligo di incremento del contributo delle fonti rinnovabili nella fornitura di energia termica, di cui all'art. 27, comma 1, l'Autorità ha evidenziato che il costo derivante da un incremento di tale contributo può essere molto differenziato tra le reti presenti sul territorio nazionale e, per consentire la minimizzazione degli oneri, si potrebbero quindi individuare meccanismi di flessibilità nell'attribuzione degli obblighi ai singoli operatori.

Memoria in merito al disegno di legge di conversione del decreto legge 27 settembre 2021, n. 130, recante "Misure urgenti per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico e del gas naturale" (A.S. n. 2401)

Con la memoria 18 ottobre 2021, 438/2021/I/com, l'Autorità ha fornito alla Commissione Industria, commercio, turismo del Senato della Repubblica elementi di valutazione relativi al disegno di legge di conversione in legge del decreto legge n. 27 settembre 2021, n. 130, recante "Misure urgenti per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico e del gas naturale" (A.S. n. 2401).

Detto disegno di legge affronta una tematica di grande rilievo per il Paese, ossia il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi dell'energia dovuti alla straordinaria dinamica dei prezzi delle materie prime ancora in forte crescita – a causa della ripresa delle economie dopo i ribassi dovuti alla pandemia da Covid-19 e delle filiere di approvvigionamento – e alle alte quotazioni dei permessi di emissione di CO₂.

L'Autorità ha ricordato che l'effetto sulla platea dei consumatori è stato mitigato in virtù di una serie di interventi straordinari adottati dal Governo e dal Parlamento, anche con il contributo della medesima Autorità.

Infatti, dopo l'approvazione del decreto legge n. 25 maggio 2021, n. 73, recante "Misure urgenti connesse all'emergenza da Covid-19, per le imprese, il lavoro, i giovani, la salute e i servizi territoriali", convertito in legge n. 23 luglio 2021, n. 106, con il quale sono state stanziati somme per 1,2 miliardi di euro per finanziare la riduzione della componente A_{so5} per il terzo trimestre 2021, l'Autorità ha adottato i conseguenti atti di competenza, che anche grazie a un intervento sui rimanenti oneri generali (componente A_{RIM}), in particolare di quelli per la promozione dell'efficienza energetica (c.d. certificati bianchi), hanno consentito di contenere l'aumento delle bollette elettriche, al 30 giugno 2021, da circa il +20% in assenza di interventi al +9,9% (il riferimento è alla spesa per l'energia elettrica dell'utente domestico tipo).

Successivamente, l'incremento del costo dell'energia si è ulteriormente acuito, con riferimento sia all'energia elettrica sia al gas naturale, segnando, anche per il quarto trimestre 2021, forti tensioni che hanno reso necessaria una seconda azione straordinaria del Governo – alla quale ha fattivamente collaborato anche l'Autorità – che si è concretata nel decreto legge n. 27 settembre 2021, n. 130, in via di conversione in legge.

Gli interventi adottati dal Governo, per complessivi 3,5 miliardi di euro (inclusa la riduzione dell'IVA sul gas), hanno consentito non solo di attenuare gli effetti degli aumenti del prezzo per l'energia elettrica e il gas naturale per 29 milioni di famiglie, oltre a 6 milioni di utenze elettriche "non domestiche", in larghissima parte micro-imprese e piccole imprese, ma anche di neutralizzare del tutto l'aumento dei prezzi per i titolari dei bonus sociali.

Nel settore elettrico, lo stanziamento, anche per il quarto trimestre 2021, di ulteriori risorse, pari a 2 miliardi di euro, ha consentito all'Autorità di annullare completamente le aliquote degli oneri generali di sistema per tutti i clienti domestici e per i clienti non domestici con potenza disponibile fino a 16,5 kW, confermando il livello delle componenti tariffarie relative agli oneri generali di sistema – già praticamente dimezzato dal terzo trimestre 2021 – per tutti gli altri utenti elettrici (art. 1, commi 1 e 2). Per la famiglia tipo, l'annullamento degli oneri di sistema per il quarto trimestre 2021 ha avuto l'effetto di mitigare a -11,7% la spesa totale per elettricità, che ha consentito di controbilanciare, in parte, l'aumento della componente relativa al prezzo dell'energia elettrica (pari al +41,5% della spesa totale per i clienti in maggior tutela), con un risultato netto pari, comunque, all'aumento più consistente nella storia degli aggiornamenti tariffari dell'Autorità (+29,8%).

Nel settore del gas naturale, l'assegnazione straordinaria di 480 milioni di euro ha permesso all'Autorità di annullare, per il quarto trimestre 2021, per tutti gli utenti, le aliquote delle componenti relative agli oneri generali gas a copertura della promozione dell'efficienza energetica (componenti RE/RET), dei recuperi perequativi per gli esercenti i servizi di ultima istanza (componente UG3) e del bonus sociale gas (componenti GS/GST) (art. 2, comma 2). A ciò si aggiunge l'intervento sulle aliquote IVA del gas naturale (art. 2, comma 1).

Nel complesso, l'aumento della componente materia prima, basato sulle quotazioni a termine relative al quarto trimestre 2021, con un impatto del +30,3% sul prezzo finale della famiglia tipo, cui si è sommato un leggero incremento delle tariffe di rete (+1,8%), è stato parzialmente controbilanciato dalla riduzione degli oneri generali di sistema (-3,7%) e dalla diminuzione dell'IVA, che incide per un -14%. Si arriva così al +14,4% per l'utente tipo gas in tutela (che non percepisce il bonus sociale).

Infine, nel rispetto di quanto previsto dall'art. 3 del provvedimento in esame, l'Autorità ha rideterminato, per il quarto trimestre 2021, le agevolazioni relative alle tariffe elettriche e gas riconosciute ai clienti domestici in situazione di disagio economico e a quelli in gravi condizioni di salute, in aggiunta a quelle già definite per l'anno 2021, grazie allo stanziamento di ulteriori 450 milioni di euro.

Poiché i dati disponibili confermano la tendenza, nell'immediato futuro, a ulteriori rialzi dei prezzi dell'energia e le previsioni di medio periodo lasciano intravedere un lento processo di riallineamento verso prezzi più bassi, con prezzi del gas naturale superiori ai 40 euro/MWh per tutto il 2022 per poi scendere verso i 30 euro/MWh solo nel 2023, a parere dell'Autorità è necessario rendere strutturali alcune delle misure previste dai recenti interventi legislativi, quali la stabile destinazione del gettito delle aste per l'assegnazione delle quote di emissione di CO₂ alla riduzione generale degli oneri di sistema e il finanziamento delle misure di politiche pubbliche in campo sociale

e industriale, attualmente coperte tramite il gettito di componenti tariffarie degli oneri generali, con trasferimenti dalla fiscalità generale. A quest'ultimo proposito, l'Autorità ha ancora una volta segnalato la necessità – divenuta ormai improcrastinabile – di impiegare strutturalmente fondi del bilancio dello Stato per finanziare gli oneri generali non strettamente afferenti al sistema energetico ma legati a obiettivi di natura sociale, come il bonus per le famiglie economicamente disagiate, e a obiettivi sistemici di politica industriale, quali il sostegno alle imprese energivore nonché la copertura del regime tariffario speciale riconosciuto alla società RFI per i consumi di energia elettrica relativi ai servizi ferroviari su rete tradizionale (i consumi di RFI per i servizi ferroviari sulla rete di alta velocità non si avvantaggiano di tale regime). Infine, l'Autorità ha evidenziato la necessità di eliminare l'aggravio di circa 135 milioni di euro l'anno, raccolti con specifici elementi della componente A_{RIM} , che annualmente sono versati dalla CSEA al bilancio dello Stato in virtù di disposizioni contenute nelle leggi di bilancio 2005 e 2006.

Da ultimo, con particolare riferimento al gas naturale, l'Autorità ha auspicato che gli importanti aumenti che i costi della *commodity* lasciano prevedere non si sommino, nel 2022, al recupero dei livelli iniziali delle aliquote IVA diminuite con il decreto in commento; allo stesso modo ha proposto che le misure adottate per il trimestre in corso per l'azzeramento degli oneri generali gas siano confermate.

Memoria in merito all'andamento dei prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale

Con la memoria 9 novembre 2021, 486/2021/I/com, l'Autorità ha esposto, dinanzi alla Commissione Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati, le problematiche inerenti all'andamento dei prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale, come analogamente avvenuto in occasione dell'audizione dinanzi alla 10ª Commissione Industria, commercio, turismo del Senato della Repubblica, di cui alla memoria 18 ottobre 2021, 438/2021/I/com, cui si rimanda per maggiori approfondimenti. L'Autorità ha così illustrato i provvedimenti adottati per dare attuazione agli interventi normativi con i quali il Governo e il Parlamento hanno stanziato somme rilevanti per finanziare la riduzione di talune componenti tariffarie, al fine di contenere l'aumento delle bollette elettriche.

L'Autorità ha illustrato il quadro inerente all'andamento dei prezzi dell'energia, anche con una visione prospettica di più lungo periodo, evidenziando come, al momento, il Governo, approvando il disegno di legge recante il bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2022 e il bilancio pluriennale per il triennio 2022-2024, abbia disposto che questa Autorità riduca le aliquote relative agli oneri generali di sistema fino a concorrenza dell'importo di 2.000 milioni di euro, trasferiti a tal fine alla CSEA entro il 15 febbraio 2022, al fine di contenere gli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico e del gas naturale nel primo trimestre 2022. L'Autorità ha previsto che la dimensione del fabbisogno totale di competenza 2022 per il supporto alle fonti rinnovabili (componente A_{SOS}) potrebbe aggirarsi intorno ai 10 miliardi di euro, con una riduzione di poco più di un miliardo rispetto al fabbisogno previsto per il 2021 (circa 11 miliardi); mentre non sono previste significative diminuzioni, almeno per il prossimo anno, del fabbisogno complessivo degli altri oneri generali (componente A_{RIM}), destinati piuttosto ad aumentare in virtù degli impatti (anche significativi) degli aumenti dei prezzi sugli oneri relativi al bonus sociale e al regime speciale per le ferrovie.

Alla luce di quanto premesso, l'Autorità ha segnalato la necessità – ormai indifferibile – di valutare il finanziamento strutturale di misure di politiche pubbliche in campo sociale e industriale, attualmente coperte tramite

il gettito di componenti tariffarie degli oneri generali (elettricità e gas), con trasferimenti dalla fiscalità generale. In particolare, con riferimento alle voci degli oneri generali diverse da quelle legate all'incentivazione delle fonti rinnovabili, potrebbero trovare copertura nella fiscalità generale:

1. il costo dei bonus sociali per l'energia e l'ambiente riconosciuti alle famiglie economicamente disagiate. Si tratta, infatti, di una misura di politica sociale, la cui portata è, peraltro, molto cresciuta con l'attivazione del riconoscimento automatico agli aventi diritto dei suddetti bonus. Per il 2022, sulla base degli elementi ad oggi disponibili, si prevede una spesa pari a circa 1.900 milioni di euro per il settore energetico (di cui 1.000 per l'energia elettrica e 900 per il gas) e 480 milioni di euro per il settore ambientale (di cui 180 per l'idrico e 300 per i rifiuti);
2. il costo delle agevolazioni per le imprese c.d. "energivore" di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 21 dicembre 2017. Tale misura, i cui oneri ammontano a circa 1.600 milioni di euro all'anno, a carico dei clienti domestici e dei clienti non domestici non energivori, rientra, invero, nell'ambito della politica industriale. In merito, si evidenzia che l'onere per le imprese "energivore" si ridurrebbe se diminuissero gli oneri per le fonti rinnovabili; per tale ragione, l'anzidetto valore andrebbe determinato – in decremento – qualora una parte degli altri oneri fosse finanziata attraverso la fiscalità generale;
3. il costo delle agevolazioni per la trazione ferroviaria su rete tradizionale (i consumi di RFI per i servizi ferroviari sulla rete ad alta velocità non si avvantaggiano del regime tariffario speciale) ammonta finora a circa 400 milioni di euro all'anno; tuttavia, si ritiene che tale importo debba considerarsi in aumento per effetto del rialzo del Prezzo unico nazionale (PUN);
4. i circa 135 milioni di euro all'anno – raccolti tramite specifici elementi della componente A_{RIM} – che annualmente sono versati dalla CSEA al bilancio dello Stato, in virtù di specifiche disposizioni contenute nelle leggi di bilancio 2005 e 2006.

Riguardo, invece, alle voci degli oneri generali inerenti ai diversi meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili, l'Autorità ha proposto di finanziare con contributi "esterni" solo gli oneri relativi ai contratti di incentivazione già conclusi, a eccezione dei contratti stipulati a seguito di aste con contratti differenziali a due vie, ossia lo strumento che si prevede di utilizzare anche nel futuro per il supporto della produzione di energia da fonti rinnovabili.

I contratti attuali e futuri a due vie derivanti dalle aste gestite dal GSE per le fonti rinnovabili continueranno, pertanto, a produrre gli effetti economici (costi o benefici dipendenti dal prezzo di mercato) solo con riferimento ai prezzi energetici, senza generare flussi da/per la fiscalità. Tali contratti si configurano come una sorta di "contratti di copertura" per il complesso dei consumatori rispetto alle variazioni del prezzo dell'energia all'ingrosso.

In proposito, l'Autorità ha formulato alcune proposte:

1. con riferimento agli incentivi che comportano remunerazioni fisse per i produttori, ovvero indipendenti dal prezzo di mercato ("*feed in tariff*", ex certificati verdi, e "*feed in premium*" variabili, escluse le aste di quote di emissione CO₂), si potrebbe fissare un livello di prezzo di riferimento (per esempio, 150 euro/MWh, livello di prezzo comunque molto elevato, circa doppio rispetto al prezzo risultante dalle ultime aste indette dal GSE), prevedendo che i costi per il sistema derivanti dalla quota di incentivo eccedente tale riferimento siano interamente coperti dalla fiscalità generale. In tal caso, gli eventuali costi di incentivazione, in caso di prezzo di mercato inferiore al prezzo di riferimento, rimarrebbero a carico degli oneri generali di sistema, come accade attualmente. Infatti, in caso di prezzo di mercato superiore al prezzo di riferimento, mantenere costante il finanziamento "esterno" consentirebbe di rendere il contratto equivalente a un contratto differenziale a due vie per i consumatori (nei limiti del prezzo del contratto di incentivazione). A titolo esemplificativo, conside-

rando il valore dell'incentivo a 200 euro/MWh e il prezzo di mercato a 70 euro/MWh, per ogni MWh di energia incentivata del contratto si genererebbe un onere di 50 euro a carico della fiscalità generale e di 80 euro a carico degli oneri generali di sistema. Tale approccio permetterebbe di rendere stabile, *rectius* più indipendente rispetto all'andamento dei prezzi di mercato, il contributo proveniente dalla fiscalità generale, ponendo a carico del sistema elettrico l'effetto di "copertura" delle oscillazioni di prezzo. La quota del contributo proveniente dalla fiscalità generale varierebbe solo negli anni a venire – in riduzione – in corrispondenza della scadenza dei contratti, peraltro nota e prevedibile. La differenza legata alla variazione annuale dell'energia sottostante ai contratti (produzione effettiva) potrebbe essere trascurata, fissando *ex ante* il contributo sulla base di valori stimati e lasciando il disavanzo a carico degli oneri generali di sistema.

La proposta relativa alla determinazione del prezzo di riferimento ha l'obiettivo di porre in capo alla fiscalità generale la quota di onere derivante dall'elevato valore degli incentivi (più cospicua rispetto a un onere, 150 euro/MWh appunto, già molto elevato) che si può considerare correlato agli extra costi derivanti dall'accelerazione del processo di decarbonizzazione, obiettivo di interesse generale.

Facendo riferimento ai dati di produzione dell'anno 2020, nell'ipotesi di assumere 150 euro/MWh come prezzo di riferimento, la quota che richiederebbe copertura dalla fiscalità generale risulterebbe pari a 2.000 milioni di euro annui. Tale importo inizierà a decrescere già a partire dal 2023 fino ad azzerarsi entro il 2028-2030;

2. in merito agli incentivi che prevedono, invece, un premio fisso che si somma ai prezzi di mercato (*feed in premium* fissi), l'Autorità ha suggerito di contemplare una quota del premio interamente coperta dalla fiscalità generale, indipendente dal prezzo di mercato, collocando a carico del sistema elettrico l'onere (e la volatilità) corrispondente al prezzo di mercato dell'energia, con un impatto nullo sugli oneri. Facendo riferimento ai dati di produzione dell'anno 2020, nell'ipotesi di fiscalizzare la quota del premio eccedente 100 euro/MWh (quota che rimarrebbe, quindi, conteggiata in bolletta, secondo il prezzo di mercato), il contributo annuale da parte della fiscalità risulterebbe pari a 4.000 milioni di euro annui. Tale importo inizierà a decrescere dal 2025 e, in modo più rilevante, dal 2027, fino ad azzerarsi entro il 2032.

L'Autorità ha proposto, inoltre, di valutare un intervento normativo che consenta di trasformare anche tali contratti c.d. "a prezzo fisso" in contratti con struttura differenziale a due vie.

Pareri e proposte al Governo

Parere alla regione Basilicata in merito allo schema di legge relativo alla definizione dei canoni da applicare ai concessionari di grandi derivazioni idroelettriche

Con la delibera 26 gennaio 2021, 23/2021/I/eel, l'Autorità ha espresso il proprio parere favorevole, ai sensi dell'art. 12, comma 1-*quinquies*, del novellato decreto legislativo n. 16 marzo 1999, n. 79, in merito al disegno di legge trasmesso dalla regione Basilicata specificando, tuttavia, l'esigenza di integrare il testo acquisito al fine di esplicitare il caso degli impianti idroelettrici direttamente connessi a unità di consumo diverse dai servizi ausiliari, per i quali la componente variabile del canone deve calcolarsi in relazione all'energia elettrica prodotta netta, anziché alla produzione dell'impianto immessa in rete.

Parere al Ministro della transizione ecologica sullo schema di decreto recante la determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico da perseguire con lo strumento dei titoli di efficienza energetica per gli anni 2021-2024

Con la delibera 15 aprile 2021, 153/2020/I/efr, l'Autorità ha espresso il proprio parere favorevole in merito allo schema di decreto recante nuovi obiettivi quantitativi di risparmio energetico per gli anni 2021-2024 nell'ambito dei meccanismi dei titoli di efficienza energetica, nonché correttivi e modifiche al vigente decreto interministeriale 11 gennaio 2017.

A completamento del parere, l'Autorità ha ritenuto auspicabile, in merito all'art. 7 dello schema di decreto che introduce il sistema di aste al ribasso con orizzonte pluriennale, quanto segue:

- che il valore economico posto a base d'asta non tenga conto del contributo tariffario vigente al momento dell'emissione dello stesso bando d'asta, ritenendo preferibile che venga determinato in funzione dei costi degli interventi per i quali è organizzata la procedura, riducendo il rischio in capo agli investitori;
- che un congruo intervallo temporale sia previsto tra il momento di svolgimento delle aste e l'avvio degli obblighi che ne derivano, tale da consentire l'ingresso del nuovo entrante coerentemente con le tempistiche necessarie per la realizzazione dei necessari investimenti;
- che gli obiettivi da perseguire tramite i meccanismi dei TEE siano definiti separatamente da quelli da conseguire mediante il nuovo sistema di aste al ribasso, senza che i risparmi rendicontati nell'ambito di tale nuovo sistema concorrano al raggiungimento degli obiettivi da perseguire con i TEE, introducendo elementi di incertezza nel meccanismo stesso.

L'Autorità ha, inoltre, evidenziato gli elementi da considerare nella definizione delle regole di determinazione del contributo tariffario e nella definizione delle modalità operative di utilizzo dei TEE virtuali, di cui rispettivamente agli artt. 12 e 17 dello schema di decreto in esame.

Rilascio dell'intesa al Ministero dell'economia e delle finanze per l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2020 della Cassa per i servizi energetici e ambientali e copertura dei relativi costi di funzionamento per l'esercizio 2021

Con la delibera 20 luglio 2021, 312/2021/I, l'Autorità ha espresso parere favorevole:

- al rilascio dell'intesa, al Ministero dell'economia e delle finanze, in merito all'approvazione del bilancio di esercizio 2020, predisposto dalla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), in conformità alla normativa vigente;
- all'autorizzazione, in favore della CSEA, a effettuare un prelievo di natura commissionale sui conti di gestione per la copertura dei costi di funzionamento per l'esercizio 2021.

Parere sullo schema di decreto recante modifiche al decreto del Ministro dello sviluppo economico 21 dicembre 2017 in materia di riduzioni delle tariffe a copertura degli oneri generali di sistema per le imprese energivore

Con la delibera 3 agosto 2021, 351/2021/I/eel, l'Autorità ha espresso parere favorevole allo schema di decreto ministeriale, nel testo trasmesso dal Ministero della transizione ecologica, in materia di riduzione delle tariffe a copertura degli oneri generali di sistema per le imprese energivore.

L'Autorità ha specificato, altresì, l'opportunità di integrare le disposizioni del citato schema in relazione ai seguenti aspetti della disciplina delle agevolazioni per tali imprese:

- l'anno di verifica della soglia minima di consumo, pari a 1 GWh/anno, dovrebbe essere calcolato come media dei consumi degli anni 2018 e 2019 per le agevolazioni di competenza 2022, fatto salvo l'utilizzo dei dati di consumo ed economici dell'impresa (VAL e fatturato) dell'anno 2020, nel caso in cui siano gli unici dati disponibili in quanto imprese costituite nel corso del predetto anno;
- l'utilizzo del valore biennale del VAL, in luogo di quello triennale, ai fini del calcolo del livello di contribuzione secondo quanto definito all'art. 4, comma 1, lettera a) del decreto 21 dicembre 2017.

Parere al Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili sulla proposta di decreto del Presidente del Consiglio dei ministri per la modifica del DPCM 17 aprile 2019, recante "Adozione del primo stralcio del piano nazionale degli interventi nel settore idrico – sezione 'invasi'"

Con la delibera 21 settembre 2021, 389/2021/I/idr, l'Autorità ha espresso, ai sensi dell'art. 1, comma 516, della legge n. 205/2017, un parere favorevole in merito alla proposta di decreto del Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili, fermo restando quanto già segnalato nel parere 160/2019/I/idr, al fine di contemperare l'esigenza di avviare rapidamente il finanziamento del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico con quella di assicurarne un'esecuzione efficace e sostenibile. Per una descrizione più approfondita si veda il paragrafo "Collaborazione con altre istituzioni" al Capitolo 6 del presente Volume.

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

Con la delibera 390/2021/I/idr, l'Autorità ha espresso il proprio parere favorevole, in merito alla proposta di decreto ministeriale di cui all'art. 1, comma 752, della legge n. 30 dicembre 2020, n. 178, che definisce la modalità di utilizzo del neo-istituito "Fondo per la promozione dell'uso consapevole della risorsa idrica", pur formulando osservazioni su alcuni rilevanti aspetti. In particolare:

- le attività necessarie per garantire l'attuazione del principio di risparmio dell'acqua attraverso la promozione della misurazione individuale dei consumi sono complesse e implicano un livello importante di collaborazio-

ne tra i diversi soggetti coinvolti; pertanto, esse vanno calibrate in ragione delle caratteristiche impiantistiche di ciascun edificio;

- l'appello all'utente a misurare l'acqua è opportuno ma non deve essere univoco, bensì correlato all'effettiva possibilità di installazione dei misuratori legali (in caso di singolarizzazione) o di adozione delle dovute procedure per i misuratori divisionali;
- la campagna di coinvolgimento, rivolta agli *stakeholder* del servizio idrico integrato, deve essere celermente avviata, istituendo un gruppo di lavoro presso il Ministero per la transizione ecologica, con il coinvolgimento dell'Autorità e degli altri soggetti istituzionali previsti dalla legge, nonché dei soggetti individuati all'art. 3, comma 2, punto 4, dello schema di decreto, allo scopo di supportare la campagna informativa istituzionale e di suggerire ulteriori iniziative di comunicazione e di amplificarne la diffusione capillare sul territorio nazionale.

Parere sullo schema di decreto del Ministro per la transizione ecologica recante rideterminazione dei corrispettivi a copertura degli oneri generali del sistema del gas applicati alle imprese a forte consumo di gas naturale

Con la delibera 23 novembre 2021, 527/2021/I/gas, l'Autorità ha espresso un parere complessivamente favorevole allo schema di decreto ministeriale trasmesso dal Ministero per la transizione ecologica, in materia di rideeterminazione dei corrispettivi a copertura degli oneri generali del sistema del gas applicati alle imprese a forte consumo di gas naturale, esprimendo, tuttavia, due condizioni e alcune raccomandazioni.

In particolare, il parere favorevole è subordinato alle modifiche in relazione ai seguenti aspetti:

- i termini di decorrenza della misura devono essere posticipati, per permettere la realizzazione del necessario sistema informativo, al fine di evitare le operazioni di conguaglio che presentano noti problemi applicativi in caso di intervenuto cambio di fornitore;
- le agevolazioni devono essere riconosciute alle sole imprese la cui "intensità gasivora" rispetto al fatturato sia superiore almeno al 2%, analogamente a quanto previsto per le imprese a forte consumo di energia elettrica, al fine di evitare uno sforzo amministrativo per imprese alle quali il beneficio sarebbe di lievissima entità in relazione al fatturato.

L'Autorità raccomanda di:

- semplificare le procedure di cui all'art. 4, comma 3, evitando le verifiche per le imprese gasivore, in caso di VAL negativo, che non si avvalgono di agevolazioni legate al VAL, analogamente a quanto previsto per le imprese energivore;
- realizzare un pieno allineamento delle misure previste nelle agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica e gas, prevedendo la deroga del triennio di riferimento, tenendo conto degli effetti pandemici su prezzi e consumi nel 2020, al fine di evitare criticità nella formazione dell'elenco delle imprese gasivore;
- rafforzare le attività di CSEA, prevedendo che i controlli riguardo all'uso efficiente dell'energia siano effettuati esclusivamente da risorse ENEA, opportunamente compensate, che provvedano a comunicare alla stessa CSEA, con cadenze stabilite dall'Autorità, l'elenco delle imprese che hanno, oppure non hanno più, diritto al beneficio e altri dati necessari alla restituzione;
- indicare il periodo temporale della misurazione dei consumi per confrontare il livello effettivo (medio) con la soglia, specificando se il periodo di riferimento triennale si applica anche per tale soglia.

Parere al Ministro delle infrastrutture e della mobilità sostenibili sullo schema di decreto ministeriale recante “Investimenti in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell’approvvigionamento idrico dell’investimento 4.1, missione 2, componente C4 del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR)”

Con la delibera 2 dicembre 2021, 554/2021/I/idr, l’Autorità ha espresso il proprio parere favorevole in merito allo schema di decreto predisposto dal Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili, al fine di contemperare l’esigenza di avviare rapidamente il finanziamento degli interventi contenuti nella linea 4.1 del PNRR, avente a oggetto “Investimenti in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell’approvvigionamento idrico”, con quella di assicurarne un’esecuzione efficace e sostenibile e garantirne il monitoraggio e la rendicontazione per l’intera durata del relativo finanziamento, in conformità con i requisiti temporali e i target definiti a livello comunitario.

Rapporti con altre istituzioni ed enti

L’accresciuta complessità dei settori regolati e l’attribuzione all’Autorità, nel corso del tempo, di nuove competenze regolatorie si sono riflesse anche nei rapporti istituzionali, determinando l’intensificarsi delle interlocuzioni tra il regolatore nazionale e altre istituzioni o enti, come di seguito illustrato.

Ministero della transizione ecologica

A partire dal mese di maggio 2021, l’Autorità è stata coinvolta dal Ministero della transizione ecologica (Direzione Generale per la Sicurezza del suolo e dell’acqua) nella partecipazione a un Tavolo tecnico finalizzato alla redazione di un decreto ministeriale in attuazione dell’art. 1, comma 752, della legge n. 30 dicembre 2020, n. 178, recante “Bilancio di previsione dello Stato per l’anno finanziario 2021 e bilancio pluriennale per il triennio 2021-2023”.

Inoltre, nel corso del 2021, l’Autorità ha fornito supporto allo stesso Ministero nell’ambito delle attività di *self assessment* previste dal regolamento (UE) 1060/2021 recante le “Disposizioni comuni applicabili al Fondo europeo di sviluppo regionale, al Fondo sociale europeo Plus, al Fondo di coesione, al Fondo per una transizione giusta, al Fondo europeo per gli affari marittimi, la pesca e l’acquacoltura, e le regole finanziarie applicabili a tali fondi e al Fondo asilo, migrazione e integrazione, al Fondo sicurezza interna e allo Strumento di sostegno finanziario per la gestione delle frontiere e la politica dei visti”.

Per maggiori informazioni si veda il paragrafo “Collaborazione con altre istituzioni”, al Capitolo 6 del presente Volume.

Ministero della salute e Istituto superiore di sanità

Nel 2021 è proseguita l'attività di supporto istituzionale nell'ambito di rilevazioni europee o internazionali aventi a oggetto il settore idrico.

In particolare, nel luglio 2021, l'Organizzazione mondiale della sanità ha annunciato il lancio dell'indagine "Water Global Analysis and Assessment of Sanitation and drinking-water (GLAAS) 2021-2022", che mira ad assistere i paesi nell'analisi dei livelli di fornitura ed efficacia dei servizi igienico-sanitari e di acqua potabile, raccogliendo elementi in ordine a piani, politiche e regolamenti, accordi istituzionali e investimenti in termini di risorse finanziarie e umane. L'indagine GLAAS, che ha già completato cinque cicli di *reporting*, è diventata uno degli strumenti principali per il monitoraggio dell'Obiettivo di sviluppo sostenibile 6 (SDG6) relativo ad acqua, servizi igienico-sanitari e igiene (WASH), e l'Italia ha aderito all'iniziativa, eleggendo come *focal point* il Ministero della salute e l'Istituto superiore di sanità.

La raccolta dati è iniziata nell'ottobre 2021 e si concluderà entro aprile 2022, con pubblicazione del rapporto prevista nel terzo trimestre del 2022. Il completamento del questionario GLAAS ha richiesto la collaborazione e la fornitura di *input* da parte di istituzioni coinvolte nei diversi servizi (quali salute, finanza, istruzione, ambiente, acqua, statistica e altri), e dunque si è resa necessaria la costituzione di un gruppo di lavoro (i cui contributi sono in corso di finalizzazione) che vede la partecipazione anche dell'Autorità.

Per maggiori dettagli su questa collaborazione si veda il paragrafo "Collaborazione con altre istituzioni", al Capitolo 6 del presente Volume.

Ministero degli affari esteri e della cooperazione internazionale

Si segnala – come facente capo direttamente alla Direzione Legale e Atti del Collegio dell'Autorità – un'attività di collaborazione con il Ministero degli affari esteri e della cooperazione internazionale ai sensi dell'art. 267 del Trattato sul funzionamento dell'Unione europea: al riguardo si ricorda che, qualora un giudice di uno degli stati membri dell'UE sollevi, tramite rinvio pregiudiziale alla Corte di giustizia dell'Unione europea, una questione interpretativa su una norma comunitaria e qualora tale norma attenga a profili di competenza dell'Autorità, ARERA, mediante parere motivato, rappresenta al Ministero la sussistenza o meno di un interesse diretto dello Stato italiano a intervenire nel relativo giudizio. Nel corso del 2021 sono stati resi 13 pareri.

Autorità garante della concorrenza e del mercato

Nel 2021 è proseguita la sinergica e proficua attività di collaborazione tra questa Autorità e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM). Come noto, tale collaborazione è già da tempo formalizzata nell'ambito del Protocollo quadro di intesa del 2012, che disciplina il coordinamento fra le due Autorità con riguardo agli interventi istituzionali nei settori di comune interesse. Il Protocollo quadro di intesa prevede, tra l'altro, scambi reciproci di pareri e avvisi, anche nell'ambito di indagini conoscitive o in relazione all'invio di segnalazioni al Parlamento o al Governo su questioni di comune interesse e contempla iniziative congiunte in materia di *enforcement*, vigilanza e controllo dei mercati. Inoltre, per quanto attiene segnatamente alla tutela dei consumatori, con specifico riguardo alle pratiche commerciali scorrette nei settori regolati, la collaborazione e il coordinamento istituzionale tra le due Autorità sono stati rafforzati dal Protocollo di intesa integrativo in materia di tutela del con-

sumatore del 2014, che prevede, in particolare, la segnalazione reciproca, nell'ambito di procedimenti di diretta competenza, di casi di pratiche commerciali scorrette e di violazioni della normativa e/o della regolazione nei settori dell'energia elettrica, del gas e dei servizi idrici. Nell'ambito del Protocollo di intesa integrativo, l'ARERA e l'AGCM cooperano nello svolgimento delle rispettive funzioni istituzionali anche attraverso la costituzione di un Gruppo di lavoro permanente sull'attuazione del Protocollo, composto da membri designati da ciascuna delle due Autorità, che sovrintende e monitora costantemente l'attuazione del menzionato Protocollo di intesa integrativo e che ha lo scopo, tra l'altro, di evitare sovrapposizioni tra gli interventi di ciascuna istituzione, nonché di individuare e segnalare alle Autorità fattispecie meritevoli di particolare attenzione e istruzione, anche al fine di coordinare gli interventi istituzionali sui settori di comune interesse. La cooperazione e l'intervento complementare delle due Istituzioni si realizzano in maniera consistente anche mediante il rilascio di pareri, da parte di questa Autorità, all'AGCM, nell'ambito dei procedimenti da quest'ultima avviati e riguardanti pratiche commerciali scorrette poste in essere nei settori dell'energia elettrica, del gas e dei servizi idrici, così come richiesto dal Codice del consumo. Il Codice del consumo prevede, infatti, che nei settori regolati l'AGCM eserciti i propri poteri sanzionatori, acquisito il parere dell'Autorità di regolazione competente. Si segnala, a tale proposito, che nel periodo considerato l'Autorità ha rilasciato 13 pareri in materia di mancata trasparenza delle offerte di mercato libero, evidenziando ad AGCM i profili di non conformità delle condotte contestate rispetto alle disposizioni regolatorie a tutela dei clienti e degli utenti finali o degli impegni presentati dagli operatori. Le considerazioni espresse in tali pareri, unitamente agli esiti dell'istruttoria procedimentale, hanno consentito ad AGCM di accertare pratiche scorrette nell'ambito della fornitura di servizi di energia elettrica e gas.

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 2003. Le attività svolte in sinergia si sono progressivamente ampliate nel tempo e hanno interessato nuovi ambiti di indagine nei settori regolati dall'Autorità.

Il Nucleo speciale beni e servizi, operativo presso il Comando Reparti speciali della Guardia di Finanza, svolge compiti di vigilanza espressamente dedicati ai settori di competenza dell'Autorità. Viste le specifiche competenze del Corpo e le potenziali importanti implicazioni in termini fiscali e/o di utilizzo di fondi pubblici, il supporto della Guardia di Finanza risulta fondamentale per l'Autorità. Il personale della Guardia di Finanza collabora con gli Uffici dell'Autorità nelle attività di sopralluogo ispettivo e nelle crescenti attività di controllo documentale avviate a tutela degli interessi dei consumatori.

Per una descrizione dettagliata delle attività svolte in collaborazione con la Guardia di Finanza nel 2021, si rimanda al Capitolo 11 di questo Volume.

Accountability, trasparenza e anticorruzione

Con il Quadro strategico 2019-2021 l'Autorità si è data l'obiettivo della trasparenza e dell'integrità dell'azione amministrativa, oltre a quello del rafforzamento dell'*accountability* regolatoria, anche attraverso il contributo dell'Osservatorio permanente della regolazione istituito con la delibera 15 marzo 2015, n. 83/2015/A. Tale obiet-

tivo strategico è stato articolato in quattro linee principali di intervento: garantire maggiore accessibilità, comprensibilità e utilizzabilità delle misure di prevenzione della corruzione; rafforzare e ampliare le attività dell'Osservatorio permanente della regolazione, specie in ambito ambientale; sviluppare strumenti, anche semplificati, di analisi di impatto e di verifica *ex post* della regolazione; promuovere le *best practice* per la valutazione degli effetti della regolazione anche attraverso il supporto di esperti esterni.

L'Autorità dà conto di quanto realizzato attraverso l'aggiornamento in continuo della sezione "Quadro strategico" del proprio sito internet, ove sono riportati i riferimenti ai provvedimenti e alle consultazioni che vengono via via adottate. L'Autorità pubblica, inoltre, annualmente, un documento di rendicontazione relativo agli obiettivi del Quadro strategico, con parallela revisione e attualizzazione degli stessi. Con riferimento al Quadro strategico 2019-2021, il documento di rendicontazione relativo ai 23 obiettivi strategici in cui il Quadro si articola è stato pubblicato con la delibera 30 marzo 2021, 130/2021/A.

Nel 2021 è stato anche avviato il processo di definizione del nuovo Quadro strategico per il periodo 2022-2025, conclusivo dell'attuale Consiliatura, con una consultazione aperta nell'ottobre 2021 con il documento 465/2021/A.

La trasparenza costituisce, ormai, principio informatore di tutto l'agire pubblico, svolgendo un ruolo centrale e determinante non solo sotto il profilo dell'*accountability* ma anche sotto quello della prevenzione della corruzione. L'Autorità persegue, in maniera trasversale all'interno del proprio modello organizzativo, i più elevati livelli di trasparenza, non solo dando attuazione agli obblighi di pubblicazione a cui è tenuta secondo la normativa vigente, ma anche assicurando la più ampia accessibilità, sia pure nel rispetto dei limiti di legge, a ulteriori dati e informazioni di cui dispone. Le attività, meglio descritte nei paragrafi seguenti, pianificate e realizzate dall'Autorità nell'ambito della strategia di prevenzione della corruzione, sono improntate a garantire un'adeguata *compliance* dell'Autorità stessa rispetto alle molteplici e complesse disposizioni normative e regolamentari in materia.

Accountability

Anche nel 2021 l'Autorità ha curato la rendicontazione istituzionale e pubblica delle scelte di indirizzo effettuate e dell'attività svolta, così come lo sviluppo di strumenti innovativi di interazione con gli *stakeholder*, sia in fase di definizione di nuovi provvedimenti, sia nella fase di valutazione del loro impatto *ex post*.

L'attività di rendicontazione è stata svolta nelle modalità tradizionali della *Relazione Annuale* e del Rapporto annuale alla Commissione europea e all'ACER, nonché nelle altre forme di rapporti previste per legge. Nel sistema di *accountability* dell'Autorità ha continuato, inoltre, a svolgere un ruolo fondamentale il consolidato strumento del processo di consultazione pubblica, funzionale al coinvolgimento dei soggetti interessati nella fase di ideazione dei provvedimenti regolatori generali (si rimanda al paragrafo "Attività di consultazione", del Capitolo 12 del presente Volume).

Sul fronte, invece, degli strumenti più innovativi, l'Osservatorio permanente ha garantito un'interazione costante con gli *stakeholder*. L'Osservatorio vede l'attività di Gruppi di lavoro temporanei o permanenti, articolati per temi o per singoli settori. Il 2021 ha visto l'attività rilevante del Gruppo di lavoro gas, organizzata attraverso la convocazione di numerosi incontri con la partecipazione attiva, in media, di circa 15 associazioni rappresentative e la guida di un coordinatore nominato dal Gruppo stesso. Il Gruppo di lavoro gas ha affrontato, in realtà, una serie di tematiche relative ad aspetti di tutela dei consumatori e delle imprese che per loro natura riguardavano, oltre

che il settore gas, anche gli altri settori dell'energia elettrica e dell'idrico (prescrizione breve, bonus sociale e morosità, tra gli altri).

Il decreto del Ministero dello sviluppo economico 9 agosto 2019, relativo al Piano triennale della ricerca di sistema elettrico del triennio 2019-2021, ha aggiunto ai compiti dell'Osservatorio anche quelli di strumento innovativo di confronto tra le parti in materia di ricerca di sistema.

L'Osservatorio, grazie alla fattiva collaborazione di RSE, ha pertanto ospitato due eventi di presentazione delle attività della ricerca di sistema:

- Comunità energetiche e autoconsumo collettivo – 21 aprile 2021;
- I risultati della ricerca di sistema sull'elettromobilità in Italia – 3 novembre 2021.

Oltre a RSE, il seminario sull'elettromobilità ha visto anche un intervento di ENEA. Nei seminari sono state anche presentate testimonianze di operatori sul tema, oltre che di rappresentanti dell'Autorità.

Queste iniziative sono state aperte a tutti i Gruppi di lavoro dell'Osservatorio. Il relativo materiale è stato messo a disposizione sul sito dell'Autorità.

Negli ultimi anni attenzione crescente è stata posta da parte dell'Autorità all'interazione con gli *stakeholder* e alla promozione di nuove iniziative volte anche 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.

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

Relativamente alle iniziative assunte nel 2021, si vedano in questo senso:

- il Tavolo tecnico per la revisione organica e omnicomprensiva della regolazione della Bolletta 2.0;
- i *focus group* sulla mobilità elettrica e sulla regolazione tariffaria degli impianti di trattamento dei rifiuti;
- i *webinar*: sull'acqua e sui dati ARERA sulla qualità contrattuale delle gestioni del 24 marzo 2021; sul riassetto dell'attività di misura del gas nei punti di entrata e di uscita della rete di trasporto del 7 giugno 2021; sul Piano decennale della rete nazionale di trasporto del gas naturale del 29 giugno 2021; sulla nuova regolazione tariffaria dei rifiuti del 14 luglio 2021; sullo schema di Piano decennale di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale del 9 agosto 2021 e del 29 settembre 2021; sui criteri di determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito dei settori elettrico e gas nel secondo periodo di regolazione, a partire dal 1° gennaio 2022, del 15 ottobre 2021.

Fra le azioni a garanzia di trasparenza e *accountability*, si evidenzia la tempestiva segnalazione da parte dell'Autorità, sul proprio sito web istituzionale, degli incontri bilaterali formali del Collegio tenutisi su richiesta degli *stakeholder*. Tali incontri rappresentano anche un importante momento di approfondimento di elementi utili all'Autorità nello sviluppo delle sue funzioni regolatorie nei settori di competenza.

Nel 2021, tali incontri sono stati 33, prevalentemente svolti con associazioni, singole imprese e istituzioni (anche straniere).

Trasparenza

La trasparenza, oltre ad avere fondamentale rilievo nell'*accountability* dell'Autorità, ricopre un ruolo centrale anche nella sua strategia anticorruzione. Gli obiettivi di trasparenza e i relativi obblighi di pubblicazione sono individuati, in aderenza a quanto disposto dal decreto legislativo n. 14 marzo 2013, n. 33, nell'ambito del Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza (PTPCT).

All'interno del Piano, che viene aggiornato annualmente, un'apposita sezione è dedicata alla trasparenza. Nel corso del 2021 è stato adottato un "Manuale flussi", volto a garantire e a implementare la gestione interna dei processi sottesi all'adempimento degli obblighi di trasparenza. È stato, inoltre, predisposto un "Regolamento unico accesso", al fine di offrire – ai cittadini che intendano esercitare l'accesso nei confronti dell'Autorità – uno strumento aggiornato rispetto alle disposizioni vigenti, ai consolidati orientamenti giurisprudenziali e alle indicazioni provenienti dalle autorità investite di poteri di indirizzo in materia, ma anche per una più definita individuazione delle fasi di processo sottese a una gestione quanto più sistematica ed efficiente delle istanze di accesso pervenute.

L'assolvimento degli obblighi di trasparenza coinvolge tutte le strutture dell'Autorità, con intensità specifiche che variano a seconda delle differenti tipologie e dei differenti volumi di dati e informazioni dalle stesse detenute.

Anticorruzione

Con la delibera 19 gennaio 2021, 8/2021/A, il Collegio dell'Autorità ha approvato il Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza 2021-2023. L'adozione del Piano ha fatto seguito alla preventiva definizione, da parte del medesimo Collegio, di obiettivi strategici sia in chiave anticorruzione sia per la trasparenza, nonché all'espletamento di una procedura di consultazione pubblica (documento per la consultazione 561/2020/A).

Nel gennaio 2021, il Responsabile della prevenzione della corruzione e della trasparenza ha redatto, ai sensi della legge n. 6 novembre 2012, n. 190, e secondo il *format* predisposto da Anac, la Relazione annuale per la verifica e il monitoraggio circa l'attuazione delle misure di prevenzione e contrasto della corruzione.

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

Nel corso del 2021 sono stati altresì realizzati gli specifici interventi programmati nel Piano 2021-2023. In particolare, è stata elaborata e introdotta una nuova metodologia di gestione del rischio, allineata alle indicazioni del PNA Anac 2019, la cui applicazione ha presupposto un'intensa e preventiva attività di mappatura dei processi, basata sulle principali attività effettivamente svolte dall'Autorità. Per ognuno dei processi mappati è stata applicata la nuova metodologia di gestione del rischio, nelle sue varie fasi della identificazione (dei rischi e dei fattori abilitanti), nonché effettuati la corrispondente analisi e il relativo trattamento. È stato, del pari, implementato un nuovo sistema di monitoraggio circa lo stato di attuazione del Piano e delle sue misure di prevenzione, che troverà applicazione nel corso del 2022. Da ultimo, è stata adottata una procedura per la gestione delle segnalazioni *whistleblowing*, in coerenza con quanto previsto dalla Linee guida Anac 469/2021.

Nel novembre 2021 è stato nuovamente avviato l'iter per l'aggiornamento del PTPCT, per il triennio 2022-2024.

Adozione del nuovo Quadro strategico 2022-2025

L'art. 8, comma 4, del vigente Regolamento di organizzazione e funzionamento dell'Autorità (delibera 2 febbraio 2018, 57/2018/A) prevede che quest'ultima stabilisca le priorità e gli obiettivi strategici della propria attività regolatoria e li aggiorni periodicamente. Ai sensi della norma citata, e avviandosi a scadenza il precedente Quadro strategico (Quadro strategico 2019-2021, adottato con la delibera 18 giugno 2019, 242/2019/A), l'Autorità, nel mese di ottobre 2021, ha avviato il procedimento di adozione del Quadro strategico 2022-2025, ponendo in consultazione il documento 29 ottobre 2021, 465/2021/A, e disponendone la pubblicazione sul sito internet istituzionale.

Il processo di formazione del Quadro strategico 2022-2025 si è articolato nelle seguenti fasi:

- ottobre 2021: approvazione e pubblicazione degli orientamenti dell'Autorità in merito alle linee strategiche e agli obiettivi a esse connessi (documento per la consultazione);
- novembre 2021: audizione periodica degli *stakeholder* in merito agli orientamenti espressi nel documento per la consultazione;
- gennaio 2022: valutazione delle risposte e delle osservazioni ricevute e finalizzazione del Quadro strategico.

Come per il precedente Quadro strategico, è stata data evidenza alla necessità di affrontare le tematiche regolatorie con un approccio convergente tra i vari settori regolati. Ciò ha implicato che, accanto alle Aree strategiche Ambiente ed Energia, fosse individuata anche un'Area strategica trasversale le cui linee strategiche riguardano, tra le altre, il rafforzamento della consapevolezza del consumatore, l'innovazione di sistema e la promozione delle dimensioni di sostenibilità ambientale e socio-economica della regolazione.

Coerentemente con tale esigenza metodologica, al fine di assicurare una gestione intersettoriale fin dallo svolgimento delle attività istruttorie, il processo organizzativo interno di formazione del documento ha comportato il coinvolgimento di un gruppo di coordinamento composto dal Segretario generale e dai Direttori delle Divisioni Energia e Ambiente, con il supporto degli staff e delle rispettive Segreterie tecniche, che ha svolto la propria attività in accordo e con il supporto delle Direzioni e degli Uffici speciali, che hanno fornito i relativi contributi tecnici. Il Collegio ha assicurato la propria funzione di indirizzo stabilendo le priorità e individuando le linee strategiche del Quadro strategico, successivamente sviluppate in obiettivi strategici e specifiche linee di intervento.

A seguito della pubblicazione del documento per la consultazione, avvenuta – come già riferito – il 29 ottobre 2021, conformemente a quanto previsto dalla delibera 11 dicembre 2014, 603/2014/A, di riforma del regolamento per le audizioni periodiche e speciali (che ha modificato il previgente regolamento), l'Autorità ha sottoposto a consultazione i propri orientamenti in merito al Quadro strategico 2022-2025, anche nell'ambito delle audizioni periodiche svoltesi il 22 e 24 novembre 2021.

Nelle due giornate di consultazioni pubbliche – che costituiscono uno dei passaggi fondamentali in cui si esprime l'*accountability* dell'Autorità – sono intervenuti 54 soggetti tra società, associazioni degli operatori dei settori regolati e associazioni dei consumatori. Le osservazioni e le proposte presentate in audizione, che si sono aggiunte ai contributi pervenuti in forma scritta direttamente all'Autorità, recepite nel documento finale, hanno costituito un importante elemento per l'orientamento dell'azione regolatoria.



CAPITOLO

3



**REGOLAZIONE
NEL SETTORE
DELL'ENERGIA
ELETTRICA**

INTERSETTORIALE

Regolazione delle reti e del sistema elettrico

Servizio di dispacciamento

Servizi ancillari globali

La delibera 5 maggio 2017, 300/2017/R/eel, ha avviato un processo di sperimentazione funzionale all'evoluzione del dispacciamento, riguardante:

- la partecipazione all'MSD della domanda e delle unità di produzione (inclusi i sistemi di accumulo) in precedenza non abilitate;
- le modalità di aggregazione, ai fini della partecipazione all'MSD, delle unità di produzione e di consumo;
- la definizione di nuovi servizi ancillari (quali la *fast reserve*) per i quali vengono definiti i relativi fabbisogni e vengono individuate le relative modalità di approvvigionamento delle risorse, nonché la remunerazione spettante;
- nuove modalità di erogazione della riserva primaria nell'ambito degli obblighi attualmente previsti per unità di produzione programmabili rilevanti, anche avvalendosi di sistemi di accumulo;
- la valutazione della possibilità di adeguare impianti esistenti affinché possano regolare la tensione, ove non già obbligati.

La sperimentazione viene condotta tramite progetti pilota che assumono il ruolo di "regolazione pilota" in quanto sono già aperti a tutte le unità e relativi aggregati che rispettano i requisiti tecnici definiti. Dopo il primo quadriennio (2017-2020), la sperimentazione è proseguita sia tramite l'evoluzione, sulla base dell'esperienza acquisita, di progetti già in essere sia con nuovi progetti, come nel seguito evidenziato.

Il primo intervento del 2021 ha riguardato l'evoluzione del progetto pilota UVAM, finalizzato alla sperimentazione della partecipazione delle Unità virtuali abilitate miste (UVAM) all'MSD.

Gli aspetti di maggior rilievo, proposti da Terna e approvati con la delibera 23 febbraio 2021, 70/2021/R/eel, riguardano l'introduzione o modifica dei "prodotti" approvvigionabili a termine (concentrati nelle ore pomeridiane e serali) al fine di valorizzare maggiormente la disponibilità delle risorse nelle ore di maggiore scarsità per il sistema (e quindi nelle ore di maggiore utilità delle UVAM).

Altri interventi migliorativi riguardano: la possibilità per Terna di effettuare test di affidabilità senza preavviso, selezionando le risorse al di fuori dell'ordine di merito economico, al fine di verificare l'effettiva operatività e affidabilità delle UVAM con rimozione dell'abilitazione (e conseguente risoluzione del contratto, se presente) in caso di esito negativo; la possibilità, per i titolari di risorse di flessibilità approvvigionate a termine, di ridurre il proprio impegno contrattuale e, di conseguenza, il corrispettivo fisso che ricevono; la revisione delle modalità di erogazione del corrispettivo fisso giornaliero nel caso non sia rispettato (o sia rispettato parzialmente) da parte dell'UVAM l'impegno di offerta.

Fino alla citata delibera 70/2021/R/eel, le Unità virtuali abilitate miste (UVAM) e le Unità di produzione rilevanti non già obbligatoriamente abilitate (UPR) potevano essere abilitate alla fornitura solo di alcuni servizi ancillari e precisamente la risoluzione delle congestioni, la riserva terziaria rotante e di sostituzione e le risorse per il bilanciamento.

La delibera 25 maggio 2021, 215/2021/R/eel, approva il regolamento, predisposto da Terna, relativo al progetto pilota per l'erogazione del servizio di regolazione secondaria di frequenza/potenza tramite risorse non già abilitate. Esso rappresenta una integrazione ai regolamenti UVAM e UPR ed estende a questo tipo di unità o di aggregazioni la possibilità di fornire il servizio di regolazione secondaria della frequenza. Il servizio può essere erogato da impianti che hanno fatto richiesta di qualificazione con riferimento ad almeno 1 MW di semi-banda a salire e/o a scendere. Il servizio può essere erogato anche in modalità asimmetrica (solo nella modalità in vendita, solo nella modalità in acquisto o con delle semi-bande in vendita e in acquisto di diversa entità). In merito alla remunerazione del servizio, si applica il medesimo meccanismo di remunerazione attualmente vigente per le unità obbligatoriamente abilitate (cioè *pay as bid* in €/MWh per la quantità accettata) ed è prevista l'applicazione dei medesimi corrispettivi di mancato rispetto dell'ordine di dispacciamento già previsti dal regolamento UVAM e dal regolamento UPR, nel caso in cui l'unità qualificata non eroghi (o eroghi solo parzialmente) nel tempo reale le quantità accettate per il servizio di regolazione secondaria. Ai fini di garantire la sicurezza del sistema, nella fase di selezione delle offerte viene applicato un fattore di *derating* (compreso tra 0 e 1) alle quantità offerte nell'ambito del progetto pilota, tenendo conto del livello di affidabilità delle unità a cui si riferiscono le offerte.

La delibera 27 luglio 2021, 321/2021/R/eel, approva il progetto pilota, proposto da Terna, relativo all'adeguamento di impianti esistenti connessi alla rete di trasmissione nazionale, affinché possano erogare il servizio di regolazione di tensione. Tale progetto pilota è finalizzato a verificare la pluralità delle soluzioni tecnologiche esistenti sul mercato ai fini della regolazione di tensione da parte di impianti di produzione, a testare l'efficacia e l'affidabilità di tecnologie (anche basate su una fonte primaria di natura aleatoria) attualmente escluse dal servizio di regolazione di tensione, previo adeguamento impiantistico ai requisiti previsti nel Codice di rete, nonché a raccogliere elementi utili ai fini dell'implementazione dell'analisi costi-benefici prevista dall'art. 4, comma 3, del regolamento "RfG" (UE) 631/2016 (prodromica all'eventuale introduzione di un obbligo di adeguamento). Possono partecipare al progetto pilota i titolari, o i soggetti da questi delegati, di parchi eolici o fotovoltaici (c.d. parchi "*inverter based*") o impianti con generatori sincroni non già abilitati alla fornitura del servizio di regolazione di tensione aventi una potenza installata inferiore a 150 MW o privi di generatori con potenza nominale pari o superiore a 100 MVA (cioè per i quali il Codice di rete non prevede già l'obbligo di regolazione della tensione). Le risorse sono selezionate tramite una procedura concorsuale e contrattualizzate a termine, identificando diverse aree di assegnazione, cioè porzioni di rete elettrica per le quali Terna definisce il fabbisogno (in MVar) approvvigionabile, distinto tra impianti "*inverter based*" e impianti con generatori sincroni. Il contratto che deriva dalla procedura per l'approvvigionamento a termine prevede che i soggetti assegnatari si impegnino a fornire una regolazione di tensione continua mediante assorbimento o immissione di potenza reattiva per un valore non inferiore alla capacità selezionata in esito alla procedura concorsuale. Tale impegno è remunerato dal corrispettivo fisso annuo, come risultante dalla procedura concorsuale, a cui è applicato un fattore correttivo (maggiore o minore di 1) in funzione della disponibilità effettiva della risorsa (la massima disponibilità è premiata anche oltre il valore del corrispettivo offerto).

Incentivi a Terna per la riduzione dei costi del dispacciamento

Con la delibera 22 dicembre 2021, 597/2021/R/eel, si è perseguito il fine di contrastare l'aumento tendenziale, crescente negli ultimi anni, dei costi di dispacciamento coperti tramite il corrispettivo *uplift*, i costi della mancata produzione eolica e i costi complessivi dell'essenzialità. L'intervento, che fa seguito a provvedimenti con fini analoghi adottati in passato, si è reso necessario in quanto, in assenza di interventi aggiuntivi rispetto a quelli già in essere, è verosimile che i costi del dispacciamento possano subire, in futuro, ulteriori aumenti, considerata la maggiore diffusione attesa delle fonti rinnovabili non programmabili in luogo di impianti programmabili con la conseguente necessità di movimentare sull'MSD risorse in grado di erogare servizi ancillari (in particolare di regolazione di tensione).

Sulla base di tali presupposti è stato disegnato un sistema di incentivazione rivolto a Terna che ha come unico indicatore la riduzione dei costi del dispacciamento senza dare indicazioni in merito agli interventi incentivabili. Esso responsabilizza Terna rispetto ai costi complessivi del dispacciamento, lasciando che sia questa a valutare le soluzioni più opportune per la riduzione dei costi di dispacciamento posti in capo alla collettività, in considerazione della complessità che caratterizza tale attività e della molteplicità di soluzioni che possono essere messe in campo: in questo senso, il nuovo sistema di incentivazione è propriamente di tipo *output-based*. Al fine di garantirne l'efficacia, il meccanismo incentivante ha durata triennale in modo che Terna possa raggiungere i propri obiettivi con interventi strutturali e non sia premiata (o penalizzata) per risultati positivi (o negativi) dovuti a circostanze contingenti, cosa che si verificherebbe se il meccanismo fosse limitato ad un singolo anno. La distribuzione del premio tra gli anni oggetto di incentivazione è tale da spingere Terna ad accelerare il miglioramento della *performance* già dal primo anno di incentivazione e successivamente a mantenerla (e possibilmente migliorarla) negli anni successivi. A tal fine, i risultati ottenuti nel primo anno sarebbero premiati da subito, assumendo che siano mantenuti anche negli anni successivi: se negli anni successivi la *performance* si dovesse ridurre, verrebbe restituita la quota di premio precedentemente riconosciuta in relazione a tali anni. Sia i premi che le penalità sono proporzionali al risultato ottenuto, tuttavia essi hanno struttura asimmetrica, con la percentuale del premio superiore a quella della penale, così da limitare il rischio di Terna. Il meccanismo, inoltre, sterilizza gli effetti delle variabili più rilevanti che sono al di fuori del controllo di Terna, quali, per esempio, l'andamento dei prezzi delle *commodity* (prezzo del gas e prezzo della CO₂) – che incide sui costi degli operatori e condiziona i prezzi offerti nell'MSD anche in caso di comportamento concorrenziale – e la frequenza di situazioni di basso carico residuo (differenza tra domanda e produzione delle unità di produzione non programmabili) – che impatta sull'entità delle movimentazioni necessarie nell'MSD per garantire la sicurezza del sistema –.

Regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica destinata agli Stati interclusi nel territorio italiano e ad altri Stati per il tramite di interconnessioni per le quali non è attuato il controllo degli scambi programmati

La delibera 14 dicembre 2021, 576/2021/R/eel, ha definito la regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica destinata a Stati esteri per il tramite di interconnessioni per le quali non è attuato il controllo degli scambi programmati, tra cui gli Stati interclusi nel territorio italiano (Repubblica di San Marino e Stato Città del Vaticano), in modo da renderla uniforme e coerente con i principi della regolazione nazionale, in particolare per

quanto riguarda l'allocazione dei costi sostenuti da Terna per garantire l'erogazione dei servizi di trasporto e bilanciamento anche di tali reti estere.

Per quanto riguarda il dispacciamento, la delibera 576/2021/R/eel ha previsto che, in relazione agli sbilanciamenti effettivi dei corrispondenti punti di dispacciamento di importazione o di esportazione (e fatti salvi i casi in cui Terna, per ragioni di sicurezza operativa del sistema elettrico italiano, dovesse limitare la *Net Transfer Capacity*), sia applicato il prezzo di sbilanciamento per le unità non abilitate, analogamente a quanto attualmente previsto dalla delibera 20 novembre 2015, 549/2015/R/eel, per i soli punti di dispacciamento di esportazione e importazione relativi all'interconnessione Italia-Malta. Una siffatta previsione contribuisce a rendere più efficace anche la programmazione associata ai punti di dispacciamento di esportazione e importazione in oggetto.

Inoltre, la delibera ha previsto che il corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel Mercato per il servizio di dispacciamento (c.d. *uplift*) trovi applicazione nel solo caso degli Stati interclusi, in quanto solo essi necessitano del collegamento elettrico con lo Stato italiano per poter coprire i propri carichi, mentre non trovino applicazione tutti gli altri corrispettivi di dispacciamento in quanto essenzialmente attinenti a fattispecie nazionali.

I corrispettivi di trasporto vengono parzialmente applicati nel caso degli Stati interclusi e delle interconnessioni Italia-Malta e Italia-Corsica tramite il collegamento SARCO (ma non anche nel caso delle altre interconnessioni per le quali non è attuato il controllo degli scambi programmati), in quanto esse sono essenzialmente utilizzate in esportazione con costi di trasporto a carico dello Stato esportante. Per queste interconnessioni, i corrispettivi di trasporto sono applicati, sia nei casi di reti estere connesse alla RTN sia nei casi di reti estere connesse alle reti di distribuzione italiane, limitatamente alle componenti variabili (espresse in c€/kWh) delle tariffe in quanto, nell'ambito della revisione del quadro regolatorio complessivo, appare sufficiente allocare le sole componenti a copertura dei costi correlati con i transiti di energia elettrica. Ciò consente di evitare che le componenti tariffarie di trasporto siano applicate all'energia elettrica che transita complessivamente attraverso le interconnessioni senza essere destinata allo Stato estero, in quanto le componenti variabili di trasporto (come già previsto dal TIT) troverebbero applicazione all'energia elettrica netta, cioè al bilancio tra energia prelevata ed energia immessa con riferimento a un insieme definito di punti di interconnessione e relativa ad un determinato periodo di tempo.

Le citate disposizioni trovano applicazione secondo tempistiche scaglionate tra il 2022 e l'inizio del 2023 al fine di consentire un adeguato preavviso ai soggetti coinvolti. Inoltre, esse trovano attuazione solo in assenza di diverse disposizioni derivanti dagli accordi siglati tra lo Stato italiano e il corrispondente Stato estero.

Modifiche al Codice di rete

Nel 2021 sono state adottate varie delibere di approvazione di modifiche al Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di Terna. Tra queste si ricordano:

- la delibera 28 settembre 2021, 398/2021/R/eel, che, tra l'altro, approva i nuovi requisiti di solvibilità che gli utenti del dispacciamento sono tenuti a soddisfare per la sottoscrizione e la validità del contratto di dispacciamento. In particolare, le modifiche al Codice di rete proposte consentono di evitare che, a seguito della risoluzione di un contratto di dispacciamento, gli stessi soci/amministratori della società cui è stato risolto il contratto e che hanno lasciato crediti insoluti possano costituire una nuova società e richiedere la sottoscrizione di un nuovo contratto di dispacciamento;

- la delibera 23 novembre 2021, 517/2021/R/eel, che approva modifiche al Codice di rete funzionali a consentire, in situazioni di criticità, l'approvvigionamento delle risorse per la riserva terziaria di sostituzione a salire preliminare al Mercato del giorno prima. L'approvvigionamento della riserva prima del MGP viene eseguito solo in via eccezionale nei casi in cui Terna preveda, rispetto al giorno di riferimento, il verificarsi di particolari condizioni di criticità per cui la stima della riserva terziaria di sostituzione a salire disponibile in esito all'MSD sia tale da non consentire l'esercizio in sicurezza del Sistema elettrico nazionale.

Aggiornamento della disciplina del *settlement*

La delibera 8 dicembre 2021, 570/2021/R/eel, ha dato attuazione agli orientamenti dell'Autorità prospettati con il documento per la consultazione 18 ottobre 2021, 435/2021/R/eel, per modificare la frequenza e le modalità di aggiornamento dei coefficienti di ripartizione dei prelievi dei punti di prelievo (CRPP) e dell'energia oraria attribuita convenzionalmente ai punti di prelievo corrispondenti a impianti di illuminazione pubblica ai fini della determinazione dell'energia attribuita agli utenti del dispacciamento nell'ambito del *settlement* mensile¹. Tale intervento si è reso necessario in quanto, in esito alle sessioni di conguaglio di *settlement* 2020 e 2021 (SEM2), sono stati riscontrati importi di conguaglio particolarmente rilevanti rispetto ai valori degli anni precedenti, con conseguente maggiore esposizione, debitoria o creditizia, degli operatori e del sistema. L'entità di tali conguagli è risultata conseguenza del fatto che i meccanismi di profilazione convenzionale (dei punti di prelievo trattati per fasce e dell'illuminazione pubblica) prevalenti erano basati su logiche di aggiornamento annuale che non risultavano più in grado di stimare correttamente l'energia elettrica attribuita in acconto per via di alcuni fenomeni prevalentemente riconducibili:

- al passaggio in corso d'anno al trattamento orario di una quota rilevante di punti di prelievo trattati per fasce, per effetto dell'attuazione dei piani di installazione degli *smart meter* di seconda generazione (2G);
- ai risparmi energetici ottenuti grazie ai progressivi interventi di riqualificazione degli apparecchi illuminanti afferenti agli impianti di illuminazione pubblica.

In particolare, la delibera 570/2021/R/eel ha aggiornato il Testo integrato del *settlement* (TIS)² prevedendo:

- la modifica della frequenza di calcolo da annuale a trimestrale dei CRPP e dell'energia oraria convenzionalmente attribuita a ciascun punto di prelievo corrispondente ad un impianto di illuminazione pubblica non trattato su base oraria, ciò prioritariamente al fine di sterilizzare, a partire dal 2022, i fenomeni descritti che si sono riverberati sulle sessioni di conguaglio;
- che ciascun aggiornamento dei CRPP sia effettuato considerando per ciascun punto di prelievo i dati di misura dell'energia elettrica prelevata più recenti disponibili al momento del medesimo aggiornamento;
- con riferimento alle modalità di determinazione dell'energia elettrica attribuita a ciascun punto di prelievo corrispondente ad un impianto di illuminazione pubblica, che il calcolo sia effettuato considerando l'energia complessivamente prelevata dal medesimo punto di prelievo nei tre mesi immediatamente precedenti al trimestre cui si riferisce il calcolo.

1 Le allora vigenti modalità di determinazione dell'energia attribuita agli Udd nell'ambito del *settlement* mensile si basavano su meccanismi di profilazione (dei punti di prelievo trattati per fasce e dell'IP) che prendono a riferimento dati dell'anno n-1 rispetto al periodo di applicazione; tali meccanismi, non prevedendo alcun aggiornamento successivo dei dati gestiti, consentono di approssimare correttamente i prelievi attribuiti convenzionalmente solo qualora i medesimi dati non registrino in corso d'anno apprezzabili variazioni.

2 Allegato A alla delibera 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09.

Tali nuove modalità di determinazione dell'energia elettrica attribuita convenzionalmente sono state previste per tutte le imprese distributrici a partire dall'aggiornamento dei valori per il secondo quadrimestre dell'anno 2022; relativamente al primo quadrimestre del 2022, nelle more della piena operatività delle nuove disposizioni, è stata altresì prevista la possibilità per ciascuna impresa distributtrice di procedere, entro il 13 dicembre 2021, alla sola rideterminazione dei CRPP da applicare nei mesi di gennaio, febbraio, marzo e aprile 2022 per i punti di prelievo non trattati orari connessi alle reti di distribuzione per cui la medesima impresa risulta essere impresa distributtrice di riferimento, effettuando il predetto calcolo secondo le modalità transitorie prospettate nel documento per la consultazione 18 ottobre 2021, 435/2021/R/eel (ovvero tenendo conto esclusivamente del passaggio massivo al trattamento orario dei punti di prelievo).

Ulteriori modifiche al TIS si sono rese necessarie al fine di specificare le modalità di applicazione ai clienti finali del corrispettivo a copertura degli oneri netti di approvvigionamento della capacità (c.d. corrispettivo di capacità) di cui all'art. 14 della delibera 21 luglio 2011, ARG/elt 98/11; a tale scopo, con la delibera 9 dicembre 2021, 566/2021/R/eel, che ha fatto seguito al documento per la consultazione 26 ottobre 2021, 458/2021/R/eel, è stata completata nell'ambito TIS, a far data dal 1° gennaio 2022, la regolazione inerente alle modalità di determinazione e liquidazione mensile nonché dei conguagli annuali del richiamato corrispettivo, analogamente a qualsiasi altro corrispettivo di dispacciamento.

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

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

Nell'ambito del medesimo procedimento avviato con la delibera 628/2018/R/eel, nel 2020 sono stati approvati la delibera 11 febbraio 2020, 36/2020/R/eel, e il documento per la consultazione 6 ottobre 2020, 361/2020/R/eel; inoltre, è stato dato mandato al Comitato elettrotecnico italiano (CEI) di definire i requisiti tecnici che i dispositivi da installare presso gli impianti di produzione rientranti nella generazione distribuita devono possedere ai fini dell'osservabilità, nel rispetto del regolamento SO GL e delle specifiche definite da Terna e verificate dall'Autorità.

Successivamente, la delibera 30 novembre 2021, 540/2021/R/eel, ha regolato lo scambio dati tra Terna, imprese distributrici e SGU e, a seguito del documento per la consultazione 361/2020/R/eel, ha definito:

- le responsabilità per lo sviluppo e la manutenzione delle soluzioni tecnologiche necessarie per lo scambio dati tra Terna, imprese distributrici e SGU ai fini dell'esercizio in sicurezza del Sistema elettrico nazionale;
- le tempistiche di implementazione dello scambio dati e dei necessari adeguamenti da parte degli SGU;
- la relativa modalità di copertura dei costi;

limitatamente agli impianti afferenti al cosiddetto "perimetro standard", cioè agli impianti connessi alle reti di media tensione aventi una potenza almeno pari a 1 MW, rinviando a successive valutazioni l'estensione della regolazione dello scambio dati al cosiddetto "perimetro esteso" (impianti di potenza inferiore a 1 MW connessi alle reti di media e bassa tensione).

In particolare, la delibera 540/2021/R/eel prevede che:

- sia in capo ai produttori la responsabilità dell'installazione e manutenzione dell'apparato di campo³ (definito Controllore centrale di impianto – CCI e Monitoratore centrale di impianto – MCI; nel caso di CCI solo con funzione di osservabilità) e del relativo sistema di comunicazione a livello di impianto di produzione che consentono la rilevazione dei dati oggetto di scambio ai sensi del Codice di rete di Terna, come risultante dalle modifiche approvate con la delibera 36/2020/R/eel, secondo le modalità declinate dall'Allegato O (recante le specifiche tecniche del CCI al fine dello scambio dati tra le unità di generazione/sistemi di accumulo costituenti l'impianto di produzione e il DSO) e dall'Allegato T (recante le condizioni tecniche per lo "scambio informativo basato su standard IEC 61850" che rilevano per lo scambio dati tramite il CCI) alla norma CEI 0-16;
- sia in capo alle imprese distributrici la responsabilità della rilevazione dei dati oggetto di scambio ai sensi del Codice di rete di Terna, nonché la loro gestione e messa a disposizione di Terna secondo le modalità concordate tra TSO e DSO e previste dal medesimo Codice di rete;
- le imprese distributrici che decidessero di avvalersi della facoltà, prevista dal Codice di rete di Terna e approvata con la delibera 36/2020/R/eel, di non effettuare l'attività di rilevazione dei dati né di avvalersi allo scopo di altre imprese distributrici (quali, per esempio, le imprese distributrici di riferimento oppure, nel caso di Sistemi di distribuzione chiusi, le imprese distributrici concessionarie nel territorio in cui operano) ne diano tempestiva comunicazione a Terna, entro il 31 gennaio 2022, affinché vi sia la possibilità di valutare soluzioni alternative. Tali imprese distributrici devono trasmettere a Terna e all'Autorità una comunicazione recante esplicita e motivata rinuncia, dando evidenza di non aver nemmeno potuto individuare un'impresa distributtrice terza cui affidare l'attività.

La delibera 540/2021/R/eel prevede, inoltre, che:

- nel caso di impianti di produzione nuovi (impianti che entrano in esercizio dal 1° dicembre 2022), i produttori installino i dispositivi necessari entro la data di entrata in esercizio dei medesimi impianti;
- nel caso di impianti di produzione esistenti, si avvii un percorso di adeguamento, da completare entro il 31 gennaio 2024 (evitando, solo per impianti esistenti, la rilevazione delle misure nel tempo reale dell'energia elettrica attiva prodotta a livello di singolo gruppo di generazione, in aggiunta alla rilevazione dei dati per impianto).

Nel solo caso di adeguamento degli impianti di produzione esistenti, la delibera 540/2021/R/eel definisce un contributo forfetario, avente valore decrescente in funzione delle tempistiche di adeguamento (il contributo

³ Il CCI è l'apparato che effettua le seguenti funzioni principali:

- rilevare dall'impianto di produzione le informazioni utili per rispondere alle esigenze di osservabilità e convogliare tali informazioni verso il DSO (funzione di osservabilità). La parte del CCI che consente tale funzione viene anche chiamata Monitoratore centrale di impianto (MCI);
- consentire lo scambio di informazioni, ulteriori a quelle strettamente necessarie ai fini dell'osservabilità, tra l'impianto di produzione e il DSO (ovvero tra l'impianto di produzione e il TSO per il tramite del DSO che gestisce la rete a cui è connesso il medesimo impianto di produzione), nonché consentire lo scambio di informazioni tra l'impianto di produzione ed eventuali ulteriori operatori, secondo le modalità regolate dall'Allegato O e dall'Allegato T alla norma CEI 0-16 (funzione di scambio dati);
- coordinare il funzionamento dei diversi elementi costituenti l'impianto di produzione affinché il medesimo impianto di produzione operi, nel proprio complesso, in modo da soddisfare sia le richieste del DSO al punto di connessione con la rete con obbligo di connessione di terzi (funzione di regolazione e controllo per le esigenze di sicurezza della rete) sia le richieste di eventuali ulteriori operatori (funzione di gestione ottimizzata dell'impianto di produzione e di partecipazione al Mercato dei servizi di dispacciamento – MSD).

forfetario riconosciuto è pari al valore "base" moltiplicato per un coefficiente oggetto di riduzione lineare su base trimestrale), con la finalità di promuovere la rapidità degli interventi di adeguamento, tenendo anche conto sia dei possibili maggiori oneri che tale anticipo potrebbe comportare per i produttori, in relazione all'approvvigionamento delle soluzioni tecnologiche funzionali all'adeguamento degli impianti, sia dei benefici sistemici connessi all'erogazione anticipata dei suddetti servizi.

Infine, l'Autorità con la delibera 540/2021/R/eel ha richiesto a Terna, allo scopo di valutare l'opportunità di estendere l'osservabilità anche a impianti di produzione opportunamente selezionati nell'ambito del "perimetro esteso", di fornire una o più relazioni dettagliate che descrivano, distinguendo tra il "perimetro esteso MT" e il "perimetro esteso BT", i criteri, non discriminatori e il più possibile oggettivi, con i quali saranno individuati gli impianti di produzione da includere in tale perimetro (quali, per esempio, criteri che tengano conto delle caratteristiche delle diverse fonti, della presenza nelle vicinanze di altri impianti di produzione già rientranti nel perimetro standard, della presenza di dati già nella disponibilità delle imprese distributrici in merito alla disponibilità in tempo reale della fonte). Tali criteri devono essere individuati coinvolgendo le imprese distributrici, anche tramite specifiche consultazioni; inoltre, possono essere presentate opzioni alternative, valutandone costi e benefici.

Market coupling europeo e modifiche al regolamento della Piattaforma conti energia

Con la delibera 23 novembre 2021, 521/2021/R/eel, l'Autorità ha approvato le proposte di modifica al regolamento della Piattaforma conti energia che il GME ha formulato per adeguarne il contenuto alle disposizioni normative, relative ai limiti di prezzo, vigenti nell'ambito del *market coupling* europeo.

Nello specifico, l'integrazione del mercato elettrico italiano nel *market coupling* europeo ha previsto, tra l'altro, l'adozione di prezzi di equilibrio minimi e massimi armonizzati, da applicarsi in tutte le zone di offerta che partecipano al *coupling* unico del giorno prima e infragiornaliero, con il conseguente superamento della possibilità di formulare offerte senza indicazione di prezzo.

Dato il carattere complementare della Piattaforma conti energia rispetto ai mercati a pronti dell'energia, nel regolamento della menzionata piattaforma sono state recepite le medesime previsioni introdotte nel Testo integrato della disciplina del mercato elettrico con riferimento ai limiti di prezzo delle transazioni.

Servizio di trasporto e distribuzione

Disciplina delle perdite di rete per il biennio 2022-2023

L'Autorità, con il documento per la consultazione 21 dicembre 2021, 602/2021/R/eel, ha illustrato, in coerenza con il percorso tracciato dal documento per la consultazione 8 maggio 2015, 205/2015/R/eel, e con i provvedimenti successivi emanati relativi alla disciplina delle perdite di rete di energia elettrica per il periodo 2016-2021, i principali interventi proposti al fine di aggiornare la citata disciplina 2022-2023.

Il documento per la consultazione 602/2021/R/eel è sviluppato tenendo conto degli esiti delle determinazioni degli importi di perequazione e dei relativi aggiornamenti (che si effettuano in ciascun anno con riferimento agli anni precedenti sulla base delle rettifiche ai dati di misura) comunicati all'Autorità dalla CSEA ai sensi dell'art. 32 del TIV, nonché di alcune ulteriori informazioni ed elaborazioni richieste alla medesima CSEA relative all'andamento delle perdite effettive nel corso del periodo 2015-2020. In particolare, è emerso:

- che nel periodo 2015-2020 il valore medio percentuale delle perdite effettive rispetto all'energia elettrica prelevata dall'insieme delle imprese distributrici è risultato in costante diminuzione passando dal 7,23% del 2015 al 7,01% del 2020;
- che nel 2020, per il 78% delle principali imprese distributrici (che hanno distribuito in quell'anno il 99% dell'energia elettrica complessivamente prelevata) le perdite effettive sono state inferiori a quelle riconosciute convenzionalmente;
- per tutti gli anni oggetto di analisi, in relazione invece ai saldi di perequazione, una situazione complessiva di sostanziale credito delle imprese distributrici verso il sistema.

Sulla base di tali evidenze, l'Autorità, nel citato documento per la consultazione, ha prefigurato:

- la riduzione, a valere dalla perequazione relativa all'anno 2022, dei fattori di perdita convenzionali applicati a fini perequativi per le perdite commerciali sulle reti in bassa tensione di cui alla tabella 10 del TIV ponendoli pari a:
 - nel 2022, 0,9% nella zona Nord, 1,72% nella zona Centro e 4,87% nella zona Sud;
 - nel 2023, 0,89% nella zona Nord, 1,67% nella zona Centro e 4,63% nella zona Sud;
- considerando la riduzione dei fattori percentuali convenzionali di perdita prospettata ai sensi della lettera a), di rivedere, a partire dal 1° gennaio 2023 (consentendo, quindi, di non generare eventuali problematiche ai contratti di fornitura già siglati per l'anno di competenza 2022), il fattore percentuale convenzionale di perdita per i punti di prelievo in bassa tensione definito nella tabella 4 del TIS ponendolo pari al 10%.

Con la delibera 22 marzo 2022, 117/2022/R/eel, l'Autorità, tenuto conto delle osservazioni degli *stakeholder* nell'ambito della predetta consultazione, ha apportato alcune misure correttive agli orientamenti prospettati con il citato documento per la consultazione 602/2021/R/eel.

In particolare, si è scelto di adottare un percorso di miglioramento delle perdite commerciali più cautelativo prevedendo, rispetto ai valori vigenti nel 2021, una riduzione media annua del 4% sia per il 2022 che per il 2023, fissando i fattori percentuali convenzionali relativi alle perdite commerciali da applicare all'energia elettrica a fini perequativi pari a:

- per il 2022, 0,92% nella zona Nord, 1,77% nella zona Centro e 5,13% nella zona Sud;
- per il 2023, 0,90% nella zona Nord, 1,71% nella zona Centro e 4,87% nella zona Sud.

Sono state inoltre introdotte ulteriori misure, volte a mitigare gli effetti della dinamica rialzista dei prezzi dell'energia, che prevedono:

- per il biennio 2022-2023, una limitazione al prezzo medio annuo di cessione dell'energia elettrica di cui al comma 23.4 del TIV (pauM) utilizzato per la valorizzazione del saldo di perequazione, commisurata ai valori del periodo 2016-2018;
- per il biennio 2022-2023, l'introduzione di una clausola di garanzia per il sistema che faccia sì che il risultato economico complessivo afferente alla gestione delle perdite di una determinata impresa distributrice (in esito all'applicazione del meccanismo di perequazione delle perdite previsto dal TIV e alla regolazione dei prelievi

di energia reattiva di cui al comma 24.2 del TIT) sia pari a zero, qualora tale risultato, che in assenza dell'applicazione della limitazione di prezzo di cui al precedente alinea avrebbe comportato una posizione debitoria dell'impresa distributrice verso il sistema, comporti, per effetto dell'applicazione della predetta limitazione di prezzo, una posizione di credito dell'impresa verso il sistema;

- per il 2022, l'introduzione di una clausola di garanzia da attivare a beneficio dell'impresa distributrice qualora l'applicazione dei nuovi fattori di perdita conduca ad un risultato economico complessivo sfavorevole nella gestione delle perdite (anche in ragione dei ricavi ottenuti dalla regolazione tariffaria dell'energia reattiva di cui al comma 24.2 del TIT); l'attivazione di tale misura prevede che il risultato complessivo della gestione delle perdite sia posto pari al valore massimo fra zero e il risultato che si sarebbe ottenuto utilizzando, ai fini del calcolo del saldo di perequazione, i fattori percentuali convenzionali di perdita applicati per il triennio 2019-2021 e che, conseguentemente, sia rivisto l'ammontare di perequazione da liquidare.

Infine, la delibera 117/2022/R/eel prevede, a valere dal 1° gennaio 2023, la riduzione dal 10,2 % al 10% del fattore percentuale convenzionale di perdita standard da applicare all'energia elettrica prelevata nei punti di prelievo sulle reti di bassa tensione di cui alla tabella 4 del TIS e accoglie la richiesta di estendere agli anni 2022 e 2023 il meccanismo di riconoscimento dei prelievi fraudolenti "non recuperabili" che si manifestano con entità eccezionale rispetto ai livelli riconosciuti convenzionalmente di cui all'art. 31 del TIV.

Aggiornamento del Registro delle cooperative elettriche dotate di rete propria

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

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

La delibera 23 giugno 2020, 233/2020/R/eel, dando seguito a quanto previsto dalla delibera 22 dicembre 2016, 787/2016/R/eel, ha, tra l'altro:

- approvato e pubblicato il Registro delle cooperative storiche dotate di rete propria;
- rinviato a un successivo provvedimento le determinazioni in merito alla classificazione all'interno dei relativi registri di 10 cooperative elettriche dotate di rete propria per le quali si sono resi necessari ulteriori approfondimenti e analisi oltre a quelli già svolti.

Successivamente, nell'ambito degli ulteriori approfondimenti e analisi per le 10 cooperative elettriche dotate di rete propria:

- sono state trasmesse le comunicazioni di risultanze istruttorie (CRI) a 8 cooperative elettriche (6 nel corso del mese di giugno 2021, 1 nel corso del mese di luglio 2021 e 1 nel corso del mese di ottobre 2021);
- 5 cooperative elettriche hanno trasmesso le proprie osservazioni alle CRI e 4 delle medesime cooperative hanno espresso le proprie osservazioni anche durante le audizioni finali dinanzi al Collegio dell'Autorità.

Sistemi di distribuzione chiusi

Nell'anno 2021 il Registro degli altri Sistemi di distribuzione chiusi (ASDC), istituito dal Testo integrato sistemi di distribuzione chiusi (TISDC, Allegato A alla delibera 12 novembre 2015, 539/2015/R/eel), è stato oggetto, con le delibere 21 settembre 2021, 385/2021/R/eel, e 9 dicembre 2021, 562/2021/R/eel, di due aggiornamenti prevedendo, complessivamente, l'iscrizione al Registro ASDC di 4 reti elettriche (1 porto e 3 aeroporti) e l'eliminazione di 1 rete elettrica inizialmente classificata come ASDC.

Nel mese di ottobre 2021 la Direzione mercati energia all'ingrosso e sostenibilità ambientale dell'Autorità, anche a seguito di quanto disciplinato dalla delibera 19 dicembre 2019, 558/2019/R/eel, in materia di reti elettriche portuali e aeroportuali e di ASDC, ha:

- invitato le autorità di sistemi portuali, in qualità di soggetti concedenti, a segnalare alle società concessionarie portuali, queste ultime in qualità di gestori delle reti elettriche portuali, la necessità di mettere in atto tutte le azioni propedeutiche a verificare se le reti elettriche portuali gestite dalle medesime società concessionarie portuali ricadano tra gli ASDC e conseguentemente ad adempiere agli obblighi che la regolazione dell'Autorità impone;
- invitato i gestori di reti aeroportuali e l'Ente nazionale per l'aviazione civile – ENAC, in qualità di gestori delle reti elettriche aeroportuali, a mettere in atto tutte le azioni propedeutiche a verificare se le reti elettriche aeroportuali gestite dai medesimi soggetti ricadano tra gli ASDC e conseguentemente ad adempiere agli obblighi che la regolazione dell'Autorità impone.

Nell'anno 2021 (e nei primi mesi dell'anno 2022), nell'ambito delle disposizioni regolatorie previste per le Reti interne di utenza (RIU) dalla delibera 22 dicembre 2016, 788/2016/R/eel (provvedimenti individuali per la definizione dell'ambito territoriale di competenza di ciascuna RIU), e dalle delibere 20 aprile 2017, 276/2017/R/eel, e 3 agosto 2017, 568/2017/A (avvalimento del GSE per lo svolgimento delle attività istruttorie finalizzate alla definizione dell'ambito territoriale delle RIU), sono stati definiti gli ambiti territoriali di 7 RIU. In particolare:

- la delibera 22 dicembre 2021, 599/2021/R/eel, ha definito l'ambito territoriale della RIU Società Enipower Ferrara (SEF), sita nel territorio del Comune di Ferrara (FE) e identificata nel Registro delle RIU con il codice distributore 759;
- la delibera 22 dicembre 2021, 600/2021/R/eel, ha definito l'ambito territoriale della RIU Società Chimica Bussi, sita nel territorio del Comune di Bussi sul Tirino (PE) e identificata nel Registro delle RIU con il codice distributore 760;
- la delibera 18 gennaio 2022, 10/2022/R/eel, ha definito l'ambito territoriale della RIU FCA Italy, sita nel territorio del Comune di Torino (TO) e identificata nel Registro delle RIU con il codice distributore 736;
- la delibera 18 gennaio 2022, 11/2022/R/eel, ha definito l'ambito territoriale della RIU Raffineria di Milazzo, sita nel territorio dei Comuni di Milazzo (ME) e di San Filippo del Mela (ME) e identificata nel Registro delle RIU con il codice distributore 753;

- la delibera 18 gennaio 2022, 12/2022/R/eel, ha definito l'ambito territoriale della RIU FCA Italy, sita nel territorio del Comune di Piedimonte San Germano (FR) e identificata nel Registro delle RIU con il codice distributore 725.

La delibera 16 novembre 2021, 495/2021/R/eel, ha chiuso il procedimento individuale, avviato con la delibera 8 febbraio 2018, 73/2018/R/eel, relativo alla RIU Parco Industriale di Chivasso, sita nel territorio del Comune di Chivasso (TO) e identificata con il codice distributore 710, e ha definito i principi ai fini della quantificazione e del riconoscimento delle componenti tariffarie di trasmissione e di distribuzione, nonché di quelle a copertura degli oneri generali di sistema versate e non dovute in relazione alla medesima RIU.

La RIU Parco Industriale di Chivasso rientra nelle RIU che storicamente sono state gestite in "configurazione aperta", cioè applicando tutte le componenti tariffarie di trasmissione, distribuzione, nonché gli oneri generali di sistema all'energia elettrica prelevata dai punti di connessione delle singole utenze alla RIU (come se le medesime utenze fossero connesse direttamente alla rete con obbligo di connessione di terzi e non alla RIU), anziché, come previsto dall'art. 33 della legge n. 23 luglio 2009, n. 99, all'energia elettrica prelevata dai punti di interconnessione alla rete con obbligo di connessione di terzi.

Per le RIU gestite in "configurazione aperta" l'art. 31 del TISDC, in attuazione di quanto disposto dall'art. 7 del decreto ministeriale 10 dicembre 2010, prevede che la restituzione delle somme a copertura delle componenti tariffarie impropriamente versate negli anni in cui tali RIU sono state esercitate in "configurazione aperta" avvenga a seguito di avvio, su istanza del gestore della RIU, di uno specifico procedimento individuale nell'ambito del quale l'Autorità, tenendo conto delle specificità della RIU esaminata, possa definire i principi per la quantificazione e il riconoscimento delle componenti tariffarie di trasmissione e di distribuzione, nonché degli oneri generali di sistema versati e non dovuti.

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

La regolazione vigente, con riferimento alle condizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento dell'energia elettrica prelevata dalla rete e destinata all'accumulo per la re-immissione in rete e ai servizi ausiliari di generazione (di seguito: energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete), ha la finalità di:

- garantire che le tariffe di trasmissione e distribuzione (ivi incluse le componenti a copertura degli oneri generali di sistema) siano applicate solo all'energia elettrica prelevata per il consumo finale e non anche all'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete, evitando che tali componenti tariffarie comportino effetti distorsivi nei mercati e siano poi comunque allocate, indirettamente e con maggiorazioni, ai clienti finali elettrici;
- evitare distorsioni e arbitraggi derivanti dal fatto che il prezzo all'ingrosso che si applica all'energia elettrica prelevata (prezzo unico nazionale, PUN) è diverso dal prezzo all'ingrosso che si applica all'energia elettrica immessa (prezzo zonale orario). Tale seconda finalità riguarda esclusivamente il caso dei sistemi di accumulo.

La regolazione vigente ha già trovato attuazione nei casi in cui i sistemi di accumulo e i servizi ausiliari di generazione sono connessi alla rete in uno o più punti di connessione attraverso i quali non avvengono altre tipologie di prelievi e in tutti i casi in cui l'energia elettrica prelevata è destinata esclusivamente ad alimentare i sistemi di accumulo e/o i servizi ausiliari di generazione, con soluzioni regolatorie diverse per il servizio di trasporto (trasmissione e distribuzione) e per il servizio di dispacciamento.

La delibera 16 marzo 2021, 109/2021/R/eel, con cui è stata regolata l'erogazione del servizio di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete, persegue, quindi, 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.

A tal fine, tenuto conto degli esiti della consultazione avviata con il documento per la consultazione 7 maggio 2019, 345/2019/R/eel, la delibera 109/2021/R/eel ha stabilito, in particolare, che:

- a decorrere dal 1° gennaio 2023 (data come modificata dalla delibera 9 dicembre 2021, 560/2021/R/eel, rispetto all'iniziale data del 1° gennaio 2022 prevista dalla delibera 109/2021/R/eel), su istanza del produttore (ovvero del soggetto richiedente la connessione ai sensi del Testo integrato connessioni attive), l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete sia trattata come energia elettrica immessa negativa ai fini dell'accesso ai servizi di trasporto, distribuzione e dispacciamento;
- la regolazione sia applicata su richiesta del produttore ovvero del soggetto richiedente la connessione ai sensi del Testo integrato connessioni attive e indipendentemente dalla configurazione impiantistica:
 - alle configurazioni già esistenti e alle nuove configurazioni;
 - alle configurazioni impiantistiche connesse alle reti con obbligo di connessione di terzi, nonché alle configurazioni connesse ai Sistemi di distribuzione chiusi (Reti interne di utenza e Altri sistemi di distribuzione chiusi), ferme restando le specifiche disposizioni regolatorie previste dal Testo integrato sistemi di distribuzione chiusi per tali tipologie di reti elettriche;
- la regolazione sia applicata limitatamente all'energia elettrica corrispondente alla potenza dei dispositivi che effettuano il prelievo funzionale a consentire la successiva immissione, come dichiarata nella certificazione asseverata da perizia indipendente, con un margine del 10%.

La nuova regolazione dei servizi di trasporto, distribuzione e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete, trattando la medesima energia elettrica come energia elettrica immessa negativa, comporta la necessità di adeguare non solo i sistemi di misura e di controllo degli impianti di produzione e dei sistemi di accumulo e gli algoritmi utilizzati dalle imprese distributrici e da Terna per individuare l'energia elettrica da considerare in prelievo e in immissione ai fini dell'applicazione della regolazione in materia di trasporto e di dispacciamento, ma anche le modalità di calcolo del prelievo residuo d'area e dell'energia elettrica prelevata ai fini del calcolo della perequazione delle perdite, nonché di rivedere alcuni flussi informativi scambiati tra i diversi soggetti che operano nel Sistema elettrico nazionale.

La delibera 109/2021/R/eel ha, inoltre:

- disciplinato le modalità e le tempistiche in base alle quali il produttore (ovvero il soggetto richiedente la connessione ai sensi del Testo integrato connessioni attive) può presentare istanza per accedere alla regolazione dell'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento dell'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete;
- previsto che 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 utile a consentire la successiva immissione in rete da sottoporre all'approvazione dell'Autorità, previa consultazione pubblica.

Adeguatezza della capacità e sicurezza del sistema

La versione definitiva del Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC) ha confermato la rilevanza del Mercato della capacità, ritenendo questo strumento utile a preservare le condizioni di adeguatezza del sistema elettrico e a promuovere investimenti efficienti, flessibili e meno inquinanti, nella prospettiva di una decarbonizzazione del settore e di un'accelerazione nella penetrazione delle fonti rinnovabili. Per una più dettagliata descrizione del quadro normativo di riferimento del Mercato della capacità e degli esiti delle prime due aste, si rinvia al Capitolo 2, Volume 2, delle *Relazioni Annuali* 2017, 2018, 2019 e 2020.

Nel mese di giugno 2021, con specifico atto di indirizzo, il Ministro della transizione ecologica ha, tra l'altro:

- manifestato l'intenzione del Governo di completare il processo di sostituzione della capacità di generazione a carbone nei termini previsti, combinando la realizzazione e l'entrata in esercizio di nuove risorse, soprattutto nuovi impianti a energia rinnovabile e sistemi di accumulo, con il processo di dismissione della capacità convenzionale, in un quadro di adeguatezza e sicurezza del sistema elettrico;
- espresso l'esigenza di svolgere le aste del Mercato della capacità per gli anni 2024 e 2025 entro termini predefiniti.

Al fine di consentire lo svolgimento delle aste di capacità relative ai periodi di consegna 2024 e 2025, l'Autorità ha adottato diversi provvedimenti, aventi principalmente a oggetto:

- la determinazione dello standard di adeguatezza e del valore dell'energia non fornita del sistema elettrico italiano, ai sensi del regolamento (UE) 943/2019;
- la verifica delle modifiche e integrazioni alla disciplina e alle disposizioni tecniche di funzionamento del Mercato della capacità, proposte da Terna;
- l'approvazione della versione aggiornata del regolamento sulle modalità di abilitazione e partecipazione al Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) delle Unità di consumo per il Mercato della capacità (UCMC);
- la definizione dei parametri economici delle procedure concorsuali per i citati anni di consegna.

Standard di adeguatezza e valore dell'energia non fornita del sistema elettrico italiano

Ai sensi del regolamento (UE) 943/2019, dall'anno 2020 l'implementazione di meccanismi di remunerazione della capacità presuppone, tra l'altro, che:

- la valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse (*European resource adequacy assessment* o ERAA) e/o la corrispondente valutazione nazionale evidenzino un risultato peggiore rispetto allo standard di adeguatezza (*Reliability standard* o RS) fissato dallo stesso Stato membro;
- detto standard, espresso in termini di ore attese di distacco di carico (*Loss of load expectation* o LOLE) e di energia non fornita attesa, sia calcolato secondo una predeterminata metodologia che tenga conto del valore dell'energia non fornita (*Value of lost load* o VOLL) e del costo del nuovo entrante (*Cost of new entry* o CONE) e sia fissato dallo Stato membro o da un'autorità competente designata dallo stesso, previa proposta dell'autorità nazionale di regolazione;
- per la definizione dello standard, le autorità di regolazione o le altre autorità competenti eventualmente designate dagli Stati membri determinino una stima del valore dell'energia non fornita relativa al loro territorio.

A seguito della decisione ACER 2 ottobre, n. 23-2020, con cui sono state approvate, con modifiche, le metodologie proposte da ENTSO-E in relazione allo standard di adeguatezza, al valore dell'energia non fornita e al costo del nuovo entrante, l'Autorità, con la delibera 1° dicembre 2020, 507/2020/R/eel, ha avviato il procedimento per la predisposizione di una proposta al Ministro dello sviluppo economico in merito allo standard di adeguatezza, richiedendo a Terna di elaborare uno studio sui valori dello standard e delle relative variabili determinanti.

Sulla base dello studio condotto da Terna, l'Autorità, con la delibera 7 settembre 2021, 370/2021/R/eel, ha:

- indicato la stima del valore dell'energia non fornita del sistema elettrico italiano, pari a 20.000 €/MWh;
- proposto al Ministro della transizione ecologica uno standard di adeguatezza del sistema elettrico italiano pari a tre ore/anno di LOLE, calcolato come rapporto, arrotondato all'unità, tra il livello minimo dell'intervallo del costo del nuovo entrante, pari a 53.000 €/MW/anno, e il valore dell'energia non fornita.

Con il decreto 28 ottobre 2021, ai sensi del regolamento (UE) 943/2019, il Ministro della transizione ecologica ha stabilito lo standard di adeguatezza del sistema elettrico italiano coerentemente con la proposta dell'Autorità, fissando a tre ore/anno il valore obiettivo per l'indicatore di adeguatezza del sistema elettrico espresso in termini di LOLE.

Di seguito si forniscono maggiori dettagli circa la determinazione dei parametri rilevanti per la definizione dello standard di adeguatezza.

Valore dell'energia non fornita

Per quanto attiene al valore dell'energia non fornita, lo studio di Terna riporta i risultati di un'articolata indagine demoscopica, che è stata effettuata somministrando, a un campione rappresentativo delle diverse categorie di consumatori finali, questionari volti a stimare il valore che gli stessi attribuiscono al distacco del proprio carico. L'indagine è stata condotta con riferimento a tre categorie di consumatori (residenziale, terziario e industria) e a scenari di interruzioni con una durata pari a due minuti e un'ora.

Per i segmenti residenziale e terziario, il valore dell'energia non fornita è stato calcolato mediando gli importi derivanti dall'applicazione degli approcci *Willingness to pay* (WTP) e *Willingness to accept* (WTA), in base ai quali il citato valore è rispettivamente corrispondente al prezzo massimo che il cliente è disposto a pagare per evitare di subire un'interruzione della fornitura e alla compensazione minima che il cliente si aspetta di ricevere per accettare la medesima interruzione. Per quanto concerne il segmento industria, è stato invece utilizzato l'approccio

Direct worth (DW), che individua il valore dell'energia non fornita nel danno economico associato all'interruzione. La scelta metodologica relativa al segmento industria si fonda sul presupposto che:

- per operatori razionali come le imprese industriali, non esista alcuna differenza fra WTP e WTA;
- l'approccio DW consenta di rendere maggiormente solida la stima della WTP, dato che il danno dovuto all'interruzione corrisponde al prezzo che operatori razionali sono disposti a pagare per evitarla.

Il valore di 20.000 €/MWh, di cui alla delibera 370/2021/R/eel, deriva dai valori riportati nello studio di Terna, eliminando, tuttavia, lo scenario di interruzione da due minuti per tutte le categorie di consumatori. L'esclusione del menzionato scenario discende, tra l'altro, dalle seguenti considerazioni:

- il valore dell'energia non fornita associato a interruzioni di due minuti è nelle condizioni di distorcere l'esito dell'analisi, dato che il tema del criterio di normalizzazione in caso di interruzioni di pochi minuti è oggetto di dibattito in letteratura e che l'applicazione dei diversi criteri alternativi che possono essere adottati è in grado di determinare risultati significativamente diversi in termini di valore dell'energia non fornita;
- visto il Piano di emergenza applicato in Italia in caso di inadeguatezza (PESSE) e tenuto conto della concreta modalità di implementazione dello stesso nel recente passato, sembra che i distacchi di carico rotativo per inadeguatezza presentino durate tali da rendere l'ipotesi di interruzione di due minuti scarsamente rappresentativa.

Costo del nuovo entrante

Lo studio di Terna, nel quale sono passate in rassegna le diverse tecnologie in grado di contribuire all'adeguatezza del sistema elettrico, individua nel turbogas a ciclo aperto (OCGT) la tecnologia di riferimento potenzialmente in grado di soddisfare il fabbisogno di capacità nuova necessaria a raggiungere un prefissato obiettivo di adeguatezza.

Per quanto attiene alla citata tecnologia, lo studio fornisce un intervallo di valori del costo del nuovo entrante – da 54.000 a 63.000 €/MW/anno – come effetto di diverse stime del costo di investimento.

Il valore di 53.000 €/MWh indicato nella delibera 370/2021/R/eel è il risultato dei dati contenuti nello studio, applicando, però, un diverso tasso di remunerazione del capitale reale *ante* imposte (5,3%) rispetto a quanto ipotizzato da Terna.

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

Modifiche alla disciplina del Mercato della capacità

Nel mese di agosto 2021, previa consultazione, Terna ha trasmesso al Ministero della transizione ecologica e all'Autorità alcune proposte di modifica della disciplina relativa alla fase di prima attuazione, in relazione ai seguenti profili:

- l'inserimento della previsione secondo cui l'autorizzazione all'esercizio ai fini ambientali (AIA) non è ricompresa tra le autorizzazioni alla realizzazione e all'esercizio che sono richieste affinché la capacità nuova possa essere offerta nelle prime ventisei sessioni della procedura concorsuale;

- il cambiamento delle disposizioni sulla verifica degli obblighi di offerta e sul pagamento del corrispettivo variabile, per tener conto delle offerte sulle piattaforme di bilanciamento europee (RR e mFRR) e sulla piattaforma *intraday* europea (XBID);
- per la capacità nuova o in ripotenziamento, il riconoscimento al relativo assegnatario della facoltà di posticipare l'avvio del periodo di consegna fino al mese di dicembre del primo anno di consegna, con corrispondente posticipo del termine finale del contratto;
- la possibilità di abbinamento tra offerte relative a zone diverse nel mercato secondario e la riduzione a un mese dell'orizzonte massimo di pianificazione nel medesimo mercato;
- per la capacità nuova non autorizzata, la restrizione dell'arco temporale che intercorre tra il termine ultimo per presentare le dichiarazioni relative al conseguimento delle autorizzazioni e la data di inizio del periodo di consegna;
- l'evoluzione del metodo di determinazione del *derating* per il calcolo della capacità disponibile in probabilità (CDP) delle unità rilevanti esistenti di tipo termoelettrico, geotermoelettrico e idroelettrico diverso dall'idroelettrico fluente;
- per la CDP nuova, la sostituzione dell'obbligo di nomina con un obbligo di offerta per zona nei mercati a pronti;
- l'ammissibilità dell'accettazione parziale dell'offerta marginale di CDP nuova nelle procedure concorsuali e, nel caso in cui si verifichi la fattispecie di accettazione appena descritta, il riconoscimento della facoltà per l'assegnatario di comunicare, entro un termine predefinito, l'intenzione di non assumere l'impegno di capacità per la quota parte di capacità nuova non accettata integralmente;
- l'esclusione della distinzione tra tipologie di CDP ai fini della nomina per la restituzione del corrispettivo variabile, così da garantire maggiore flessibilità alle fonti rinnovabili non programmabili;
- l'introduzione di semplificazioni nella costruzione delle curve di domanda di capacità;
- la possibilità di partecipare alle procedure concorsuali con unità nuove non rilevanti;
- la previsione che le unità di consumo possano partecipare alla procedura concorsuale del Mercato della capacità anche se l'abilitazione all'MSD è acquisita in data successiva alla procedura medesima e che, secondo un'impostazione analoga a quella seguita per la capacità nuova non autorizzata, sia applicata una penale in caso di mancata abilitazione entro termini prestabiliti;
- in caso di zone di mercato comprensive di due o più aree, il riferimento all'area – invece che alla zona – per quanto riguarda i principali obblighi del Mercato della capacità e la consegna nel relativo mercato secondario;
- il riconoscimento agli assegnatari della facoltà di cedere integralmente i contratti standard di approvvigionamento di capacità a determinate condizioni;
- l'inserimento di una clausola nel contratto standard di approvvigionamento di capacità che consenta agli assegnatari di risolvere il contratto, limitatamente alla quota di capacità nuova alimentata a gas naturale da realizzare in Sardegna e nominata dopo l'asta, qualora non siano realizzate le infrastrutture di trasporto e di rigassificazione necessarie per garantire la fornitura di gas naturale nell'isola entro il termine di avvio del periodo di consegna.

Con la delibera 14 settembre 2021, 378/2021/R/eel, l'Autorità ha:

- verificato positivamente la conformità ai criteri e alle condizioni di cui alla delibera ARG/elt 98/11 delle proposte di modifica alla disciplina trasmesse da Terna, ad eccezione della previsione secondo cui l'autorizzazione all'esercizio ai fini ambientali non è ricompresa tra le autorizzazioni alla realizzazione e all'esercizio che occorrono per offrire la capacità produttiva nuova nelle prime sessioni della procedura concorsuale;

- richiesto a Terna di integrare la disciplina, in modo tale che, nel caso di richiesta di posticipo dell'avvio del periodo di consegna, all'assegnatario sia applicata, per ogni mese di ritardo, una penale pari al prodotto tra la capacità nuova o in ripotenziamento per la quale ha esercitato la facoltà di posticipo e una percentuale del premio dell'ultima fase di mercato a cui ha partecipato;
- modificato e integrato le norme della delibera ARG/elt 98/11 relative ai prezzi di riferimento, con efficacia a decorrere dal periodo di consegna 2022, per tenere conto dell'entrata in operatività delle piattaforme di bilanciamento europee.

Con il decreto ministeriale 28 ottobre 2021, il Ministro della transizione ecologica ha, tra l'altro:

- approvato la versione aggiornata della disciplina del Mercato della capacità trasmessa da Terna dopo la delibera 378/2021/R/eel, accogliendo la modifica che esclude l'AIA dal novero dei titoli autorizzativi necessari per la partecipazione alle aste della capacità nuova autorizzata, così da assicurare un ampliamento della partecipazione di tutte le risorse utili a contribuire all'obiettivo di adeguatezza, accrescendo la pressione competitiva nelle medesime aste e salvaguardando le condizioni di affidabilità dei programmi di investimento, atteso che i rischi di azzardo morale e di selezione avversa nello svolgimento delle aste sono analoghi a quelli connessi alla partecipazione della capacità esistente titolare di un'AIA in fase di rinnovo tra il periodo di celebrazione dell'asta e il periodo di consegna della capacità;
- previsto l'avvio, da parte di Terna, delle procedure per lo svolgimento dell'asta per l'anno 2024.

L'Autorità, con la delibera 16 novembre 2021, 498/2021/R/eel, ha verificato positivamente la versione aggiornata della disciplina trasmessa da Terna, prendendo atto dell'indirizzo ministeriale in materia autorizzativa e modificando di conseguenza i criteri di cui alla delibera ARG/elt 98/11.

Disposizioni tecniche di funzionamento del Mercato della capacità

La disciplina del Mercato della capacità stabilisce che le disposizioni tecniche di funzionamento del medesimo mercato (DTF) definiscano i criteri, le metodologie e i conseguenti valori da applicare nel corso dei periodi di consegna oggetto di negoziazione, con riferimento ad aspetti di dettaglio riguardanti il corrispettivo variabile, gli inadempimenti, il processo di nomina, il percentile delle offerte accettate in vendita sull'MSD, la suddivisione in aree, i limiti di transito, le curve di domanda di ciascuna area, le ore di picco, i tassi di *derating*, il fattore di carico e i parametri relativi al calcolo dei livelli standard efficienti di indisponibilità.

Nel mese di agosto 2021, previa consultazione, Terna ha trasmesso al Ministero della transizione ecologica e all'Autorità le DTF per l'asta 2024, che, rispetto alle disposizioni applicate nelle procedure concorsuali precedenti, presentano elementi di novità, soprattutto sui seguenti profili:

- le regole di dettaglio attinenti alla verifica degli obblighi di offerta e di restituzione del corrispettivo variabile, per tenere conto delle offerte sulle piattaforme di bilanciamento europee e sulla piattaforma *intraday* europea;
- la suddivisione della zona Sardegna in due aree distinte;
- la definizione di energia massima producibile giornaliera per la verifica degli obblighi di offerta in relazione agli impianti idroelettrici di produzione e pompaggio e per le altre tipologie di accumulo per le quali siano comunicati i dati tecnici per il Mercato per il servizio di dispacciamento;

- la modalità di calcolo della CDP per le unità alimentate da fonte rinnovabile non programmabile, prevedendo il passaggio a una metodologia basata su dati di disponibilità nei tre anni precedenti, in luogo di simulazioni prospettiche;
- la capacità di transito con le aree estere, fondando il relativo calcolo su un percentile della distribuzione statistica dell'import nelle ore più critiche;
- la revisione della modalità di calcolo della CDP per gli accumuli diversi da quelli idroelettrici;
- per le unità costituite da sistemi di accumulo e da altri gruppi di generazione, il calcolo della CDP come somma delle CDP delle singole componenti, determinate separatamente.

L'Autorità, con la delibera 498/2021/R/eel, si è espressa in merito alle DTF trasmesse da Terna, verificandone positivamente la conformità ai criteri e alle condizioni di cui alla delibera ARG/elt 98/11.

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

La delibera ARG/elt 98/11 indica i criteri e le condizioni per consentire alla domanda di partecipare attivamente al Mercato della capacità. Al fine di permettere l'adempimento degli obblighi associati alla partecipazione attiva della domanda, Terna, su richiesta dell'Autorità, ha predisposto, nell'ambito della sperimentazione di cui alla delibera 300/2017/R/eel, un apposito regolamento per la partecipazione al Mercato per il servizio di dispacciamento delle unità di consumo per il Mercato della capacità (regolamento UCMC).

Nel mese di agosto 2021, previa consultazione, Terna ha trasmesso all'Autorità, per approvazione, alcune proposte di modifica del vigente regolamento UCMC, da applicarsi a partire dal periodo di consegna 2024. Dette modifiche, che sono state approvate dall'Autorità con la delibera 28 settembre 2021, 400/2021/R/eel, riguardano principalmente:

- l'introduzione della possibilità di creare e qualificare UCMC anche per soggetti aggregatori diversi dagli utenti del dispacciamento in prelievo (*Balancing Service Provider* o BSP);
- l'incremento da cinque a quindici minuti del lasso temporale per l'attuazione del distacco dei punti di prelievo inclusi all'interno dell'UCMC, dall'invio del segnale da parte di Terna;
- in materia di requisiti minimi dei dispositivi di misurazione e di prove tecniche di abilitazione, l'armonizzazione delle regole con quelle attualmente in vigore per il progetto pilota UVAM.

Parametri economici del Mercato della capacità per gli anni 2024 e 2025

Il combinato disposto della delibera ARG/elt 98/11 e della disciplina del Mercato della capacità stabilisce che l'Autorità pubblichi i parametri economici relativi a ciascuna procedura concorsuale, vale a dire il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità produttiva nuova, il valore del premio associato al punto centrale delle curve di domanda, il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità produttiva esistente, l'importo minimo di investimento per unità di capacità e i parametri per la definizione del prezzo di esercizio.

Con la delibera 29 settembre 2021, 399/2021/R/eel, l'Autorità ha fissato i parametri economici delle procedure concorsuali del Mercato della capacità per gli anni di consegna 2024 e 2025. Ai sensi del citato provvedimento, per entrambe le procedure concorsuali:

- il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità produttiva nuova è pari a 70.000 euro/MW/anno, sulla base del limite superiore del costo fisso della tecnologia di punta (turbogas a ciclo aperto);
- il premio associato al punto centrale di ciascuna curva è pari a 60.000 euro/MW/anno, che rappresenta il limite inferiore del costo fisso della tecnologia di punta;
- il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità produttiva esistente è pari a 33.000 euro/MW/anno, in funzione dei costi fissi operativi annui, diversi dall'ammortamento, della tecnologia di produzione programmabile prevalente nel parco produttivo italiano (ciclo combinato);
- l'importo minimo di investimento è pari a 214.000 euro/MW;
- i parametri per la determinazione del prezzo di esercizio sono fissati in modo tale che quest'ultimo risulti rappresentativo del costo variabile della tecnologia di punta.

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

Corrispettivi di reintegro

Gli utenti del dispacciamento che dispongono di impianti essenziali ammessi al regime di reintegrazione, regolato dalla delibera 9 giugno 2006, 111/06, possono richiedere, con cadenza annuale, un corrispettivo a reintegrazione dei costi netti di generazione per ciascuno dei citati impianti.

Nell'anno 2021, l'Autorità ha definito l'importo del corrispettivo di reintegrazione in relazione:

- per l'anno 2017, agli impianti Trapani Turbogas di EP Produzione (delibera 16 febbraio 2021, 52/2021/R/eel), Montemartini di Acea Energia (delibera 9 marzo 2021, 94/2021/R/eel) e Biopower Sardegna di Alperia Trading (delibera 18 maggio 2021, 203/2021/R/eel);
- per l'anno 2018, all'impianto San Filippo del Mela 220kV di A2A Energiefuture (delibera 9 novembre 2021, 481/2021/R/eel).

L'Autorità ha stabilito l'importo del corrispettivo tenendo conto delle relazioni di Terna in merito agli esiti delle verifiche sulla conformità del margine di contribuzione riportato nelle istanze di reintegrazione alla disciplina sull'essenzialità. In particolare, il corrispettivo riconosciuto per l'impianto San Filippo del Mela 220kV è stato calcolato applicando il limite superiore ai costi fissi proposto dall'utente del dispacciamento in sede di ammissione al regime di reintegrazione, anziché il valore riportato in una separata istanza con la quale A2A Energiefuture aveva richiesto di rettificare l'impegno precedentemente assunto.

La reintegrazione dei costi ex delibera 111/06 è applicata anche alle unità di produzione, nella disponibilità di soggetti diversi dalle imprese elettriche minori, che operano su reti elettriche con obbligo di connessione di terzi non interconnesse, neppure indirettamente, con la rete di trasmissione nazionale, ai sensi della delibera 7 luglio 2009, ARG/elt 89/09. Dette unità sono essenziali per la sicurezza degli ambiti territoriali serviti da tali reti, essendo le uniche risorse in grado di garantire la continuità del servizio elettrico su detti ambiti e di fornire anche i diversi

servizi ancillari. Con le delibere 9 marzo 2021, 95/2021/R/eel, e 23 marzo 2021, 118/2021/R/eel, l'Autorità ha accolto le istanze di reintegrazione dei costi, rispettivamente per gli anni 2013 e 2014, avanzate da Enel Produzione per le proprie unità isolate (Stromboli, Ginostra, Panarea-Lipari, Alicudi-Lipari, Filicudi, Capraia, Ventotene, Vulcano termo, S. Marina Salina e Malfa), includendo tra i ricavi riconosciuti i proventi derivanti dall'attribuzione dei certificati verdi relativi ai medesimi anni e prevedendo una rettifica, coerente con la disciplina di riferimento, agli importi per ammortamento e remunerazione del capitale. Inoltre, con riferimento alle unità di Alicudi-Lipari e Filicudi per l'anno 2013 e di Alicudi-Lipari, Capraia, Ventotene e Vulcano per l'anno 2014, l'Autorità ha riconosciuto un importo del corrispettivo inferiore rispetto a quanto richiesto da Enel Produzione, poiché, considerando le taglie delle medesime unità, i dati economici dei quattro anni precedenti e gli elementi informativi forniti da Enel Produzione, i relativi costi fissi operativi sono risultati ammissibili soltanto parzialmente.

Acconti sui corrispettivi di reintegro

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

- per l'anno 2019, in relazione all'impianto Montemartini di Acea Energia (delibera 9 febbraio 2021, 42/2021/R/eel);
- per l'anno 2020, rispetto agli impianti San Filippo del Mela 220kV di A2A Energiefuture (delibera 16 novembre 2021, 500/2021/R/eel), Assemini (delibere 2 febbraio 2021, 30/2021/R/eel, e 23 novembre 2021, 518/2021/R/eel), Brindisi Sud (delibere 23 febbraio 2021, 67/2021/R/eel, e 2 novembre 2021, 476/2021/R/eel), Porto Empedocle (delibere 26 gennaio 2021, 20/2021/R/eel, e 16 novembre 2021, 499/2021/R/eel), Portoferraio (delibera 30 novembre 2021, 543/2021/R/eel) e Sulcis (delibere 19 gennaio 2021, 9/2021/R/eel, e 9 novembre 2021, 482/2021/R/eel) di Enel Produzione, Fiumesanto di EP Produzione (delibera 23 novembre 2021, 519/2021/R/eel) e Centrale di Modugno di Sorgenia (delibera 2 novembre 2021, 475/2021/R/eel);
- per l'anno 2021, relativamente agli impianti San Filippo del Mela 220kV di A2A Energiefuture (delibera 9 dicembre 2021, 565/2021/R/eel), Assemini, Brindisi Sud, Porto Empedocle e Sulcis di Enel Produzione (delibere 23 novembre 2021, 520/2021/R/eel, 30 novembre 2021, 544/2021/R/eel, e 9 dicembre 2021, 564/2021/R/eel) e Fiumesanto di EP Produzione (delibera 30 novembre 2021, 545/2021/R/eel).

Ammissione al regime di reintegrazione dei costi

Con la delibera 13 aprile 2021, 152/2021/R/eel, l'Autorità ha accolto l'istanza di ammissione alla reintegrazione dei costi avanzata da Sarlux con riferimento all'omonimo impianto essenziale, per il periodo dalla fine della convenzione CIP 6/92 al 31 dicembre 2021, anche in virtù dell'impegno dell'operatore a limitare volontariamente i costi fissi rilevanti ai fini della determinazione del corrispettivo di reintegrazione a un importo non superiore al minore tra il valore indicato nell'istanza di ammissione e i costi fissi consuntivi definiti secondo i criteri della delibera 111/06.

L'Autorità ha altresì ammesso al regime di reintegrazione dei costi ex delibera 111/06 per l'anno 2022 gli impianti essenziali Assemini, Portoferraio e Sulcis di Enel Produzione (delibera 28 dicembre 2021, 628/2021/R/eel), Sarlux di Axpo Italia, nuovo utente del dispacciamento dell'impianto (delibera 28 dicembre 2021, 630/2021/R/eel), e Biopower Sardegna di Alperia Trading (delibera 28 dicembre 2021, 631/2021/R/eel).

Regime ordinario e regime di reintegrazione

Il regime ordinario prevede che Terna riconosca all'utente del dispacciamento di ciascun impianto di produzione soggetto a detto regime un corrispettivo pari alla differenza, se positiva, tra il costo variabile di ciascuna unità di produzione dell'impianto e il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel mercato del giorno prima, esclusivamente nelle ore in cui e per le quantità per cui l'unità è essenziale. Secondo il regime di reintegrazione dei costi, invece, Terna eroga un corrispettivo pari alla differenza tra i costi di produzione dell'impianto considerato e i ricavi dallo stesso conseguiti.

Con la delibera 9 febbraio 2021, 43/2021/R/eel, è stata rigettata la richiesta di Enel Produzione di modificare, limitatamente all'impianto Brindisi Sud e per gli anni dal 2017 al 2020, il calcolo del ricavo figurativo connesso all'*Emission Trading System*. Detto ricavo, che rileva per la determinazione del corrispettivo di reintegrazione, permette di considerare che, nel caso in cui le quote da rendere siano risultate superiori alle quote assegnate, l'utente dell'impianto è stato nelle condizioni di ottenere un beneficio dalla possibilità di utilizzare, in luogo dei titoli *European Union Allowance* (EUA), i meno costosi titoli *Certified Emission Reduction* (CER) ed *Emission Reduction Unit* (ERU). La decisione dell'Autorità è stata motivata dal fatto che, secondo il regime di reintegrazione, il rischio attinente all'entità di tale ricavo figurativo – cresciuto a causa dell'aumento significativo del prezzo di mercato dei titoli EUA dal 2018 e del contestuale andamento pressoché costante del prezzo dei titoli alternativi – è interamente in capo all'utente del dispacciamento.

In relazione al periodo dal 21 aprile al 31 dicembre 2021, con la delibera 13 aprile 2021, 152/2021/R/eel, l'Autorità ha approvato le proposte presentate da Terna, come modificate e integrate dal soggetto che dispone dell'impianto Sarlux, in merito alla metodologia per la valorizzazione dello specifico combustibile che alimenta l'impianto e agli standard tecnico-economici per il calcolo del relativo costo variabile riconosciuto.

Con la delibera 3 agosto 2021, 353/2021/R/eel, l'Autorità ha selezionato il nuovo prodotto di riferimento per la valorizzazione della logistica internazionale del carbone nell'ambito dei regimi tipici di essenzialità, a seguito dell'interruzione della pubblicazione del precedente indice. In aggiunta a ciò, su istanza degli utenti interessati, l'Autorità ha modificato i valori di alcune componenti del costo variabile riconosciuto delle unità di produzione degli impianti essenziali Brindisi Sud, Porto Empedocle, Portoferraio e Sulcis di Enel Produzione, per gli anni 2020 e 2021 (delibera 3 agosto 2021, 354/2021/R/eel), e San Filippo del Mela 220kV di A2A Energiefuture, per l'anno 2021 (delibera 18 ottobre 2021, 434/2021/R/eel).

Il quadro regolatorio generale per l'anno 2022, relativamente al regime ordinario e al regime di reintegrazione, è stato definito con le delibere 18 ottobre 2021, 433/2021/R/eel, e 9 dicembre 2021, 563/2021/R/eel, adottando, tra l'altro, norme specifiche sugli standard tecnico-economici delle categorie tecnologia-combustibile delle unità di produzione termoelettriche, sugli sbilanciamenti e sulle quote di emissione.

Per quanto concerne l'anno 2022, inoltre, con le delibere 563/2021/R/eel, 628/2021/R/eel, 630/2021/R/eel e 631/2021/R/eel, l'Autorità, sulla base delle proposte presentate da Terna e delle istanze di alcuni utenti del dispacciamento, ha stabilito i valori di alcuni elementi costitutivi del costo variabile riconosciuto delle unità degli impianti inclusi nell'elenco degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico nell'anno 2022, vale a dire San Filippo del Mela 220kV di A2A Energiefuture, Montemartini di Acea Energia, Biopower Sardegna di Alperia Trading, Porcari e Sarlux di Axpo Italia, Assemini, Porto Empedocle, Portoferraio e Sulcis di Enel Produzione,

Fiume Santo di EP Produzione, Iges di Ital Green Energy, Centrale elettrica di Capri di SIPPIC e Rosen 132kV di Solvay Chimica Italia.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regime alternativo

L'art. 65-bis della delibera 111/06 disciplina il regime alternativo di essenzialità, che è contraddistinto, tra l'altro, dalla stipula di un contratto tra Terna e l'utente titolare di capacità essenziale che opta per detto regime.

Sulla base delle informazioni fornite da Terna, l'Autorità ha fissato i parametri tecnico-economici per l'applicazione del regime alternativo alla capacità essenziale per l'anno 2022 nella disponibilità di CVA Energie, Enel Produzione, EP Produzione e Iren Energia (delibera 433/2021/R/eel).

Successivamente, con la delibera 30 novembre 2021, 546/2021/R/eel, l'Autorità ha apportato alcune modifiche alle determinazioni della delibera 433/2021/R/eel, rispetto alla capacità essenziale di Enel Produzione, per tenere conto della sua scelta di:

- aderire al menzionato regime per quantità parziali;
- richiedere l'esclusione dal novero della capacità nominabile per l'assolvimento degli obblighi del Mercato della capacità e la riduzione dell'impegno di capacità nel medesimo mercato, limitatamente a una parte degli impianti qualificati e singolarmente essenziali post-asta di cui è, contestualmente, utente del dispacciamento e assegnatario nel Mercato della capacità.

Preso atto delle adesioni al regime alternativo espresse dagli utenti del dispacciamento titolari di capacità essenziale (CVA Energie, Enel Produzione, EP Produzione e Iren Energia), l'Autorità, con la delibera 21 dicembre 2021, 598/2021/R/eel, ha approvato gli schemi contrattuali per l'applicazione del citato regime nell'anno 2022.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, Mercato della capacità e *coupling* infragiornaliero

Con la delibera 7 settembre 2021, 369/2021/R/eel, preceduta dalla consultazione 28 giugno 2021, 274/2021/R/eel, l'Autorità ha integrato la disciplina sull'essenzialità per considerare gli effetti dell'avvio del periodo di consegna del Mercato della capacità e adattarne i contenuti alle novità conseguenti all'attuazione del *coupling* del mercato elettrico infragiornaliero, con particolare riferimento alla configurazione del mercato infragiornaliero, all'interazione dello stesso con il Mercato per il servizio di dispacciamento e ai limiti di prezzo.

Se uno specifico impianto di produzione che è qualificato ai fini del Mercato della capacità per un dato periodo di consegna rientra nel novero delle risorse essenziali post-procedura concorsuale per il medesimo periodo (cd. impianto qualificato e singolarmente essenziale post-asta), l'assoggettamento del menzionato impianto al regime contrattuale o al regime di reintegrazione senza l'adozione di opportuni accorgimenti potrebbe determinare un ingiustificato doppio pagamento, costituito dalla remunerazione fissa del regime di essenzialità e dal premio riconosciuto alla capacità impegnata nel Mercato della capacità. Per questa ragione, con la delibera 369/2021/R/eel, l'Autorità ha tra l'altro previsto che:

- in sede di adesione al regime contrattuale o di presentazione dell'istanza di ammissione al regime di reintegrazione, l'utente del dispacciamento che sia anche assegnatario nel Mercato della capacità possa richiedere all'Autorità e a Terna che, per il periodo di assoggettamento al regime contrattuale o al regime di reintegrazione, detto impianto sia integralmente escluso dal novero della capacità nominabile ai fini dell'assolvimento degli obblighi del Mercato della capacità e, in caso di esercizio della facoltà appena descritta, possa altresì richiedere, per il citato periodo di assoggettamento, una riduzione dell'impegno di capacità per una quantità non superiore alla CDP delle unità dell'impianto considerato; in questo modo, ove compatibile con il proprio impegno nel Mercato della capacità e con il proprio portafoglio di capacità qualificata, l'utente interessato può escludere *ab origine* il rischio di doppio pagamento, consentendo di applicare all'impianto esclusivamente la disciplina dell'essenzialità;
- se non è richiesta l'esclusione dell'impianto qualificato e singolarmente essenziale post-asta dal novero della capacità nominabile nel Mercato della capacità, le partite economiche del Mercato della capacità riconducibili all'impianto siano incluse nel calcolo dei corrispettivi del regime di reintegrazione e del regime alternativo.

Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

La delibera 21 luglio 2020, 282/2020/E/eel, con cui è stato pubblicato il "Rapporto dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente in materia di monitoraggio del Mercato per il servizio di dispacciamento: *segmento relativo alla regolazione di tensione*", ha disposto l'avvio di approfondimenti sulle condotte degli utenti del dispacciamento titolari di unità di produzione idonee ai servizi di riserva reattiva e localizzate nelle aree del Mezzogiorno su cui insistono vincoli di tensione. Pertanto, nell'anno 2021, sono stati condotti i suddetti approfondimenti anche in considerazione del significativo costo sostenuto da Terna proprio per la risoluzione dei vincoli locali di tensione, ammontante a circa 990 milioni di euro nell'anno in questione, in riduzione rispetto ai 1.400 milioni di euro del 2020. Questi costi sono stati recuperati attraverso il "corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel Mercato per il servizio di dispacciamento" (c.d. *uplift*) che grava sugli utenti del dispacciamento e, per il loro tramite, sui consumatori.

Parallelamente, allo scopo di monitorare altri aspetti specifici dell'MSD, è stata avviata l'analisi dell'approvvigionamento implicito delle risorse per la regolazione di frequenza, ovvero dei fabbisogni di riserva di potenza attiva.

Infine, sono stati oggetto di monitoraggio i fondamentali di mercato al fine di individuare le cause principali dei marcati rialzi dei prezzi del gas naturale e dell'energia elettrica nei mercati all'ingrosso. La sostenuta ripresa dell'economia globale e le tensioni nell'approvvigionamento di materie prime e di *input* intermedi, in parte dovute alla rapidità della crescita stessa e in parte a strozzature dell'offerta emerse nelle catene globali di fornitura a causa della pandemia, hanno fornito la cornice entro cui si è sviluppato il *trend* al rialzo dei prezzi dei prodotti energetici. In particolare, nel corso del 2021, nel mercato globale del GNL si è creata una situazione di scarsità che ha determinato forti pressioni sugli stoccaggi europei di gas naturale e quindi sui relativi prezzi. Parallelamente si è assistito a un forte aumento del prezzo dei permessi di emissione di CO₂, in parte correlato alla dinamica dello stesso prezzo del gas naturale e in parte influenzato dalle decisioni di politica climatica adottate a livello europeo, con particolare riferimento all'obiettivo di riduzione delle emissioni di almeno il 55% rispetto al 1990, entro il 2030. La crescita dei prezzi europei del gas e dei permessi di emissione di CO₂ si è tradotta in un aumento dei costi di generazione degli impianti termoelettrici alimentati a gas naturale e, conseguentemente,

del prezzo *spot* dell'energia elettrica, stante il numero elevato di ore (circa il 50% in Italia) in cui gli impianti a ciclo combinato sono risultati essere la tecnologia marginale nel mercato del giorno prima.

Regolazione tecnica: norme in materia di qualità e output dei servizi di distribuzione e trasmissione

Regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Con la delibera 23 dicembre 2019, 566/2019/R/eel, è stato approvato Il "Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica" per il semiperiodo di regolazione 2020-2023 (TIQE).

In attuazione del TIQE, con la delibera 30 novembre 2021, 535/2021/R/eel, si è chiuso il procedimento per la determinazione, per l'anno 2020, 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 erogati 38,4 milioni di euro di premi netti, così ripartiti:

- premi pari a 9,9 milioni di euro per la durata delle interruzioni senza preavviso lunghe (durata superiore a 3 minuti), come saldo fra 12,4 milioni di euro di premi e 2,5 milioni di euro di penalità;
- premi pari a 28,5 milioni di euro per il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (durata compresa tra 1 secondo e 3 minuti), come saldo fra 35,2 milioni di euro di premi e 6,7 milioni di euro di penalità.

Con riferimento ai dati di continuità del servizio elettrico del 2020, l'Autorità ha pubblicato, contestualmente alla pubblicazione della delibera 535/2021/R/eel, la nona graduatoria nazionale delle imprese di distribuzione di energia elettrica relativa al numero e alla durata delle interruzioni. Con riferimento ai dati di continuità del servizio elettrico del 2019, l'Autorità ha pubblicato, nel febbraio 2021, l'ottava graduatoria nazionale delle imprese di distribuzione di energia elettrica relativa al numero e alla durata delle interruzioni; entrambe le graduatorie sono disponibili sul sito internet dell'Autorità. Dai dati pubblicati si conferma che le famiglie e i piccoli consumatori di energia elettrica che beneficiano della migliore continuità del servizio si collocano prevalentemente nel Nord Italia, in aree urbane, e sono serviti da imprese di distribuzione con la maggior parte di rete interrata. Anche per i clienti industriali in media tensione i dati evidenziano che il minor numero di interruzioni si verifica nelle province del Nord Italia. Resta invariato l'impegno dell'Autorità nel promuovere con molteplici iniziative, anche di natura incentivante, la riduzione del divario tra i livelli di qualità del servizio elettrico del Nord Italia e quelli del Sud Italia.

Sempre con la delibera 535/2021/R/eel, sono stati assegnati premi, pari a 49.000 euro, relativi alla regolazione incentivante le funzionalità innovative di regolazione di tensione delle reti di distribuzione MT nelle aree ad elevata penetrazione della generazione distribuita a fonte rinnovabile.

Qualità della tensione sulle reti in media tensione

Oltre alle interruzioni, gli utenti di tipo industriale, con particolare riferimento a quelli associati ad attività produttive di tipo continuo, risultano essere sensibili al disturbo della qualità della tensione denominato "buco di tensione". Un buco di tensione è un abbassamento repentino della tensione di esercizio, seguito dal suo rapido ripristino. I buchi di tensione sono caratterizzati dalla tensione residua (solitamente espressa in % della tensione di esercizio) e dalla durata (normalmente espressa in millisecondi).

L'Autorità ha pubblicato nel novembre 2021, per la prima volta, le informazioni relative alla qualità della tensione sulle reti in media tensione, con particolare riferimento alla numerosità dei buchi di tensione aventi origine sulle reti MT delle imprese distributrici, per qualsiasi causa.

I dati si riferiscono a tutte le imprese distributrici connesse in alta tensione e proprietarie di almeno una semisbarra MT di distribuzione in cabina primaria, tenute a monitorare la qualità della tensione sulla propria rete in media tensione secondo la classificazione di cui alla norma CEI EN 50160 con apparecchiature di misura conformi alla norma CEI EN 61000-4-30; il monitoraggio dei buchi di tensione avviene tramite apparecchiature installate presso tutte le semisbarre MT, le cui caratteristiche sono state definite nell'ambito di un tavolo di lavoro istituito dall'Autorità.

L'indicatore del livello di qualità della tensione è il numero medio di buchi di tensione "severi" per utente MT, intesi come i buchi di tensione con origine sulle reti in media tensione più significativi in termini di impatto sugli utenti.

Resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica

In attuazione del TIQE:

- con la delibera 25 maggio 2021, 212/2021/R/eel, sono stati determinati i premi per e-distribuzione, complessivamente pari a 5,3 milioni di euro, relativi agli interventi di incremento della resilienza del servizio di distribuzione dell'energia elettrica completati nel 2019 e approvati dall'Autorità con la delibera 17 dicembre 2019, 534/2019/R/eel;
- con la delibera 30 novembre 2021, 536/2021/R/eel, sono stati determinati gli interventi eleggibili a premio e/o penalità mirati ad incrementare la resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica (in termini di maggiore tenuta alle sollecitazioni causate dai fattori critici di rischio, con particolare riferimento alla formazione del manicotto di ghiaccio per neve o vento, alle ondate di calore, agli allagamenti e alla caduta piante per eccessivo carico nevoso); detti interventi sono stati selezionati dalle imprese distributrici partecipanti al meccanismo incentivante nel 2021 e inclusi nelle sezioni resilienza dei Piani di sviluppo 2021-2023 (Piani resilienza 2021-2023);
- con la delibera 30 novembre 2021, 537/2021/R/eel, sono stati determinati i premi per sei imprese distributrici (Areti, e-distribuzione, Ireti, Servizi a rete, set-distribuzione e Unareti), complessivamente pari a 15,4 milioni di euro, relativi agli interventi di incremento della resilienza del servizio di distribuzione dell'energia elettrica completati nel 2020 e approvati dall'Autorità con le delibere 534/2019/R/eel e 500/2020/R/eel.

Incentivo alla riduzione della durata delle interruzioni programmate

Con la delibera 535/2021/R/eel, sono state assegnate penalità a e-distribuzione, pari a 2,6 milioni di euro, relative alla regolazione sperimentale incentivante la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

Con la deliberazione 27 dicembre 2019, 566/2019/R/eel, è stato approvato il "Testo integrato della regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica" per il semiperiodo di regolazione 2020-2023 (TIQ.TRA), che promuove il miglioramento della continuità del servizio di trasmissione di energia elettrica tramite un meccanismo di premi e penalità riferito all'indicatore di Energia non servita di riferimento (ENSR), calcolato su base nazionale e oggetto di verifica da parte dell'Autorità.

Gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, hanno svolto una verifica ispettiva nei confronti di Terna, ai sensi della delibera 28 settembre 2021, 394/2021/E/eel, avente a oggetto i dati di continuità del servizio di trasmissione dell'anno 2020 con particolare riferimento all'indicatore ENSR. Con la successiva delibera 30 novembre 2021, 538/2021/R/eel, l'Autorità ha disposto che Terna riceva un premio pari a 23 milioni di euro in relazione al miglioramento dell'ENSR per l'anno 2020.

Resilienza del sistema di trasmissione dell'energia elettrica

Con la delibera 23 febbraio 2021, 64/2021/R/eel, sono state introdotte nuove disposizioni in materia di resilienza della rete di trasmissione dell'energia elettrica, prevedendo in particolare l'effettuazione da parte di Terna di una discussione pubblica sulla nuova metodologia per la definizione degli indici di resilienza e la trasmissione dei risultati all'Autorità entro il 31 luglio 2021. Sono successivamente proseguite le analisi con Terna finalizzate alla verifica e al consolidamento della metodologia.

Regolazione individuale delle microinterruzioni per i clienti finali della RTN alimentati in alta e altissima tensione

È stata istituita una nuova fase di monitoraggio delle microinterruzioni (interruzioni transitorie e buchi di tensione) per i clienti finali della RTN alimentati in alta e altissima tensione, prevista nel 2022, a cui hanno aderito clienti finali corrispondenti a 42 punti di prelievo in alta e altissima tensione ai quali applicare la regolazione individuale delle microinterruzioni nel periodo 1° gennaio 2023-31 dicembre 2023.

Altri *output* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

In attuazione del TIQ.TRA, con la delibera 26 ottobre 2021, 446/2021/R/eel, sono stati determinati i parametri e gli obiettivi per il meccanismo di incentivazione dell'*output* del servizio di trasmissione relativo alla realizzazione di capacità di trasporto interzonale.

Sempre in attuazione del TIQ.TRA, in relazione al meccanismo incentivante la promozione dell'unificazione della rete di trasmissione nazionale:

- con la delibera 27 luglio 2021, 319/2021/R/eel, è stato determinato il premio in relazione all'acquisizione della porzione di rete di Arvedi Trasmissione;
- con la delibera 28 settembre 2021, 395/2021/R/eel, è stato determinato il premio in relazione all'acquisizione della porzione di rete di EL.IT.E.

Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

Disposizioni tecniche per la connessione degli impianti di produzione di energia elettrica

Nell'anno 2021 sono state approvate le modifiche a due Allegati al Codice di rete di Terna (Allegato A.2 e Allegato A.18) relativi a requisiti tecnici nel caso di connessioni di impianti di produzione di energia elettrica.

La delibera 9 febbraio 2021, 40/2021/R/eel, ha approvato le modifiche all'Allegato A.18 al Codice di rete di Terna, relativo alla verifica della conformità delle unità di produzione alle prescrizioni tecniche di Terna, finalizzate alla gestione in sicurezza del Sistema elettrico nazionale da parte di Terna. In particolare, le modifiche all'Allegato A.18 al Codice di rete di Terna (con coerente modifica del paragrafo 13 dell'Allegato A.15 al Codice di rete, relativo alla definizione delle prove delle unità di produzione per l'auto-certificazione delle prestazioni dei sistemi di regolazione), approvate con la delibera 40/2021/R/eel, sono finalizzate a:

- ampliare le tipologie di impianti di produzione da sottoporre a verifica, anche in considerazione dell'evoluzione del parco di generazione, prevedendo l'inclusione degli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili non programmabili (nella versione precedente le verifiche erano definite principalmente con lo scopo di accertare la conformità alle prescrizioni tecniche del Codice di rete di Terna degli impianti di produzione termoelettrici e idroelettrici);
- razionalizzare le procedure di verifica degli impianti di produzione, migliorandone il processo e le tempistiche, individuando diverse tipologie di verifica (per esempio, ispezioni in sito, monitoraggio strumentale, prove svolte in autonomia dal produttore e verifiche documentali) e prevedendo che il processo di pianificazione delle prove sia coordinato con i processi di programmazione delle indisponibilità disciplinati dal Capitolo 3 del Codice di rete di Terna;
- aggiornare le modalità di esecuzione delle verifiche degli impianti di produzione tenendo conto dell'evoluzione dei requisiti tecnici di connessione derivante dall'implementazione del regolamento (UE) 631/2016 (regolamento RfG).

La delibera 18 ottobre 2021, 439/2021/R/eel, ha approvato la nuova versione dell'Allegato A.2 al Codice di rete di Terna, relativo alla guida agli schemi di connessione, e le modifiche al paragrafo 1A.5.11.4 della sezione 1A del Capitolo 1 del Codice di rete di Terna, finalizzate alla definizione dei criteri tecnico-funzionali per la connessione a 36 kV delle utenze alla Rete di trasmissione nazionale (RTN) con tensione nominale superiore a 120 kV. In particolare, la nuova versione dell'Allegato A.2 al Codice di rete di Terna, approvata con la delibera 439/2021/R/eel, è finalizzata a:

- fornire un livello di tensione più idoneo alle taglie medie degli impianti di produzione per cui sono presentate le richieste di connessione alla RTN, consentendo una migliore integrazione degli impianti di produzione di energia elettrica di potenza fino a 100 MW attraverso soluzioni di connessione alla RTN più efficienti e coerenti con l'effettiva taglia dei medesimi impianti di produzione, individuando una nuova soluzione standard di connessione a tensione di rete pari a 36 kV;
- la semplificazione e la standardizzazione della soluzione di connessione, poiché la condivisione di un unico trasformatore 380-220-150-132/36 kV tra più produttori semplifica e standardizza la soluzione di connessione, rispetto alla precedente soluzione di connessione in cui ogni produttore aveva un proprio trasformatore 150/36-31 kV;
- la riduzione dell'occupazione di suolo, conseguente alla condivisione di un unico trasformatore 380-220-150-132/36 kV tra più produttori;
- la potenziale maggiore accettabilità territoriale, poiché il minore impatto ambientale della soluzione di connessione a tensione di rete pari a 36 kV potrebbe migliorare l'accettabilità territoriale e, quindi, potrebbe facilitare e accelerare le procedure autorizzative per le opere di rete per la connessione;
- la migliore gestione degli iter di connessione degli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili, poiché la soluzione di connessione a tensione di rete pari a 36 kV consente un dimensionamento dell'impianto di rete per la connessione (stallo) più coerente con l'effettiva taglia dei medesimi impianti di produzione, con conseguenti efficienze in termini di maggiore tasso di utilizzo della capacità dello stallone e in termini di riduzione della complessità gestionale e delle tempistiche dell'iter di connessione;
- l'ottimizzazione dei costi complessivi per il Sistema elettrico nazionale, poiché la realizzazione di impianti della RTN a 150-132/36 kV consente di razionalizzare la medesima RTN, efficientando i relativi costi con riflessi positivi anche per i produttori.

La delibera 13 aprile 2021, 147/2021/R/eel, modificando la delibera 16 aprile 2019, 149/2019/R/eel, ha definito le tempistiche per l'applicazione della variante V1 alla norma CEI 0-16 (relativa ai requisiti tecnici per la connessione alle reti di distribuzione di media e alta tensione) e della variante V1 alla norma CEI 0-21 (relativa ai requisiti tecnici per la connessione alle reti di distribuzione di bassa tensione).

La delibera 149/2019/R/eel ha definito le tempistiche per l'applicazione delle nuove edizioni delle norme CEI 0-16 e CEI 0-21 che, sulla base del procedimento avviato con la delibera 16 febbraio 2017, 67/2017/R/eel, recepiscono per le connessioni alle reti di distribuzione (in particolare, reti di media e bassa tensione) le disposizioni del regolamento RfG e del regolamento (UE) 1388/2016 (regolamento DCC). La delibera 149/2019/R/eel, tra l'altro, ha previsto che nel caso dei generatori rotanti:

- la conformità fosse inizialmente attestata dai costruttori tramite dichiarazioni sostitutive di atto di notorietà redatte ai sensi del DPR 28 dicembre 2000, n. 445;
- a seguito dell'approvazione e della pubblicazione, da parte del Comitato elettrotecnico italiano (CEI), dell'Allegato N-ter alla norma CEI 0-16 e dell'Allegato B-ter alla norma CEI 0-21 (entrambi relativi alle prove per la verifica della conformità dei generatori rotanti), sarebbero state definite le tempistiche in base alle quali la conformità avrebbe dovuto essere attestata tramite dichiarazione di conformità redatta dal costruttore sulla base dei test report effettuati presso un laboratorio di terza parte accreditato secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025 ovvero sotto la sorveglianza e responsabilità di apposito organismo certificatore accreditato secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17065.

Successivamente, il Comitato elettrotecnico italiano (CEI), nel mese di dicembre 2020, a seguito del processo di inchiesta pubblica, ha approvato e pubblicato:

- la variante V1 alla norma CEI 0-16, che introduce:
 - il nuovo Capitolo 7 relativo alle regole di connessione alle reti di alta tensione delle imprese distributrici e che sostituisce integralmente il corrispondente Capitolo contenuto nell'edizione precedentemente vigente;
 - l'Allegato N-ter relativo alle prove per la verifica della conformità dei generatori rotanti;
 - l'Allegato O contenente le prescrizioni funzionali del Controllore centrale di impianto (CCI) previsto per lo scambio dati tra le unità di generazione/accumulo costituenti l'impianto di produzione e le imprese distributrici;
- la variante V1 alla norma CEI 0-21, che introduce l'Allegato B-ter relativo alle prove per la verifica della conformità dei generatori rotanti.

Pertanto, la delibera 147/2021/R/eel ha modificato la delibera 149/2019/R/eel e ha previsto che ai fini dell'attestazione della conformità dei generatori rotanti installati e della certificazione della rispondenza alle disposizioni tecniche previste dalla norma CEI 0-16 e dalla relativa variante V1, ovvero dalla norma CEI 0-21 e dalla relativa variante V1:

- nel caso di connessioni di generatori rotanti alle reti elettriche di bassa e media tensione attivate, ai sensi del Testo integrato connessioni attive, entro il 31 dicembre 2021, la conformità sia attestata dai costruttori tramite dichiarazioni sostitutive di atto di notorietà redatte ai sensi del DPR 445/2000;
- nel caso di connessioni di generatori rotanti alle reti elettriche di bassa e media tensione attivate, ai sensi del Testo integrato connessioni attive, dal 1° gennaio 2022, la conformità alle medesime norme CEI 0-16 e CEI 0-21 e alle relative varianti V1 sia attestata tramite dichiarazione redatta dai costruttori sulla base dei test report effettuati secondo quanto previsto dalle medesime norme CEI 0-16 – Edizione 2019 e CEI 0-21 – Edizione 2019 e dalle relative varianti V1.

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

L'Autorità, con la delibera 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel, ha definito la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023 con efficacia dal 1° gennaio 2016.

La durata del periodo regolatorio è stata articolata in due sotto-periodi, ciascuno di durata quadriennale (NPR1: 2016-2019 e NPR2: 2020-2023). L'NPR2 è regolato con la delibera 568/2019/R/eel in sostanziale continuità con i periodi regolatori precedenti: prevede schemi di regolazione incentivante per il riconoscimento dei costi operativi e schemi di regolazione del tipo *rate of return* per i costi di capitale. In particolare, è confermato anche per l'NPR2 un regime tariffario individuale per il gestore del sistema di trasmissione e per le imprese distributrici che servono almeno 25.000 punti di prelievo, mentre per le restanti imprese distributrici è previsto un regime tariffario parametrico.

Con particolare riferimento al servizio di misura prosegue, per le imprese di maggiori dimensioni, l'applicazione di un nuovo schema di regolazione *forward-looking* per quanto attiene al riconoscimento dei costi legati alla

messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G, regolata per il periodo 2020-2022 dalla delibera 16 luglio 2019, 306/2019/R/eel.

Tariffe per il servizio di trasmissione

Con riferimento al servizio di trasmissione, con la delibera 622/2021/R/eel del 28 dicembre 2021, sono stati determinati i costi riconosciuti al gestore del servizio di trasmissione e le tariffe per il servizio di trasmissione applicate ai clienti finali ("tariffe obbligatorie") per l'anno 2022.

Tariffe per i servizi di distribuzione e misura

In continuità con gli anni precedenti, è tuttora 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 30 marzo 2021, 131/2021/R/eel sono state determinate in via definitiva le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura per l'anno 2020, mentre con la delibera 20 aprile 2021, 159/2021/R/eel sono state determinate in via provvisoria le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura per l'anno 2021.

Con le delibere 16 marzo 2021, 104/2021/R/eel, e 11 ottobre 2021, 432/2021/R/eel, sono state determinate, per le imprese distributrici con meno di 25.000 punti di prelievo, le tariffe di riferimento definitive per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica per l'anno 2016.

Con la delibera 11 maggio 2021, 187/2021/R/eel, sono state determinate le tariffe di riferimento definitive per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica per l'anno 2017 per le imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo.

Con riferimento alle imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo, le tariffe di riferimento per gli anni successivi al 2017, che prevedono l'applicazione del regime parametrico di cui alla delibera 11 aprile 2018, 237/2018/R/eel, saranno determinate anche mediante l'avvalimento della Cassa per i servizi energetici e ambientali.

Con le delibere 28 dicembre 2021, 621/2021/R/eel e 623/2021/R/eel, sono state determinate le tariffe per i servizi di distribuzione e misura applicate ai clienti finali ("tariffe obbligatorie") per l'anno 2022.

Altre attività relative al servizio di misura

Per le imprese di maggiori dimensioni (oltre 100.000 punti di prelievo) è proseguita l'applicazione dello schema di regolazione *forward-looking* per il riconoscimento dei costi legati alla messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G, regolata per il periodo 2020-2022 dalla delibera 16 luglio 2019, 306/2019/R/eel.

Per quanto riguarda l'implementazione delle disposizioni della sopra menzionata delibera 306/2019/R/eel, sono state valutate le richieste di ammissione al regime incentivante e il Piano di messa in servizio dello *smart metering* 2G (PMS2) presentati dalle imprese distributrici Ireti e Megareti.

Con la delibera 18 maggio 2021, 201/2021/R/eel, l'Autorità ha approvato il PMS2 presentato da Ireti; esso prevede:

- la messa in servizio di oltre 877.000 misuratori 2G nell'arco quindicennale 2021-2035 del PMS2;
- la prima messa in servizio di 789.200 misuratori 2G e la sostituzione di circa 88.000 misuratori "2G su 2G" a causa di guasti e di richieste commerciali;
- una spesa prevista di capitale di poco superiore a 113 milioni di euro, espressa a prezzi costanti e valuta del 2020, nell'arco quindicennale del PMS2 (incluse le spese 2G prima del 2021);
- una spesa unitaria prevista di circa 129,2 euro per misuratore 2G messo in servizio, espressa a prezzi costanti e valuta del 2020.

Con la delibera 28 giugno 2021, 269/2021/R/eel, l'Autorità ha approvato il PMS2 presentato da Megareti; esso prevede:

- la messa in servizio di oltre 204.400 misuratori 2G nell'arco quindicennale 2021-2035 del PMS2;
- la prima messa in servizio di 190.490 misuratori 2G e la sostituzione di circa 13.900 misuratori "2G su 2G" a causa di guasti e di richieste commerciali;
- una spesa prevista di capitale di circa 26,6 milioni di euro, espressa a prezzi costanti e valuta del 2020, nell'arco quindicennale del PMS2 (incluse le spese 2G prima del 2021);
- una spesa unitaria prevista di circa 129,9 euro per misuratore 2G messo in servizio, espressa a prezzi costanti e valuta del 2020.

Con la delibera 8 giugno 2021, 239/2021/R/eel, a seguito di motivata richiesta di Deval e tale da non incidere sulle scadenze di messa in servizio dei misuratori 2G disposte dalla delibera 306/2019/R/eel, l'Autorità ha disposto la proroga dei tempi per la presentazione della richiesta di ammissione al riconoscimento degli investimenti in regime specifico di Deval.

Sono inoltre proseguite, nel corso del 2021, le analisi dei PMS2 e delle richieste di ammissione al riconoscimento degli investimenti in regime specifico per quattro imprese distributrici con oltre 100.000 punti di prelievo.

Per quanto riguarda le imprese distributrici che servono fino a 100.000 punti di prelievo, al fine di favorire lo sviluppo economico ed efficiente del servizio di misura dell'energia elettrica in bassa tensione per tali imprese e garantire la semplificazione del quadro regolatorio rispetto a quello vigente per le imprese di maggiore dimensione, con la delibera 16 marzo 2021, 106/2021/R/eel, sono stati stabiliti i criteri di riconoscimento dei costi dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione (2G) per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione. Tra l'altro, la sopra citata delibera stabilisce, a partire dal 1° gennaio 2022, l'obbligo di installazione di soli misuratori predisposti alle finalità 2G ed entro il 31 dicembre 2025 l'obbligo alla messa in servizio, con funzionalità 2G, di un numero di misuratori 2G pari almeno al 90% dei misuratori installati al 31 dicembre 2020 su punti attivi in bassa tensione.

Per quanto riguarda le imprese distributrici che hanno riscontrato problemi di retrocompatibilità tra i misuratori 2G e i sistemi di *smart metering* 1G precedentemente installati, con la delibera 23 novembre 2021, 514/2021/R/

eel, l'Autorità ha pubblicato l'elenco delle imprese distributrici di energia elettrica per le quali l'obbligo di installare e di mettere in servizio, anche con funzionamento transitorio in modalità 1G, solo misuratori predisposti alle funzionalità 2G è posticipato al 1° gennaio 2023.

Reintegro degli oneri non recuperabili per il mancato incasso delle tariffe di rete

Nel corso del 2021 la CSEA ha attuato quanto previsto dalla delibera 17 novembre 2020, 461/2020/R/eel, presentata nella precedente edizione della *Relazione Annuale*, in merito al reintegro alle imprese di distribuzione dei crediti inesigibili maturati con riferimento ai cosiddetti "oneri di rete": applicazione di corrispettivi tariffari per servizi di misura, distribuzione e trasmissione dell'energia elettrica, corrispettivi per prelievi di energia reattiva, componenti tariffarie a copertura di meccanismi perequativi e di promozione della qualità del servizio, nonché di contributi per prestazioni specifiche. Hanno presentato istanza per accedere a tale meccanismo 11 imprese di distribuzione, richiedendo complessivamente la reintegrazione di quasi 165 milioni di euro, relativi a crediti inesigibili maturati tra il 1° gennaio 2016 e i primi mesi del 2020.

Come previsto dalla medesima delibera 461/2020/R/eel, la succitata sessione svolta nel 2021 ha rappresentato solo una prima attuazione del meccanismo di reintegro previsto dalla delibera 568/2019/R/eel poiché, con successivo provvedimento, verrà definita una procedura applicabile per ogni anno successivo e che sia in grado di garantire pieno coordinamento con le disposizioni della delibera 50/2018/R/eel inerenti ai crediti inesigibili per oneri generali di sistema. Con tale finalità è stato quindi pubblicato il documento per la consultazione 14 settembre 2021, 380/2021/R/eel, che verrà presentato in maggior dettaglio nel successivo Capitolo 9 del presente Volume.

Regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva

Con le delibere 568/2019/R/eel e 395/2020/R/eel, l'Autorità ha disposto che tutti gli aspetti inerenti al completamento della regolazione dell'energia reattiva decorrano dal 1° gennaio 2022, con particolare riferimento all'applicazione dei nuovi limiti al fattore di potenza per i prelievi di energia reattiva dei clienti finali in alta e altissima tensione e delle imprese distributrici.

Alla luce delle successive analisi condotte in merito agli effetti della regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva, e tenendo conto dell'andamento del Mercato per il servizio di dispacciamento con particolare riferimento all'approvvigionamento implicito di risorse per la regolazione di tensione, è stato definito un programma di azioni propedeutiche all'attuazione della regolazione tariffaria dell'energia reattiva prelevata e immessa dalle/nelle reti in alta e altissima tensione, coinvolgendo Terna e le imprese distributrici al fine di acquisire elementi necessari per definire i successivi provvedimenti previsti dalle delibere 568/2019/R/eel e 395/2020/R/eel.

Allo scopo, con la determina del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* (DIEU) 22 aprile 2021, 2/2021, si è stabilito che le imprese distributrici direttamente connesse alla Rete di trasmissione nazionale comunichino la tipologia e l'ammontare economico annuo degli interventi per il controllo della tensione e la

gestione delle immissioni e dei prelievi di energia reattiva con la rete di trasmissione, con particolare riferimento a quelli realizzati a partire dal 2017 e a quelli pianificati entro il 2024; si è inoltre stabilito che Terna effettui l'analisi dei volumi di energia reattiva immessa e prelevata dai clienti finali in alta o altissima tensione e dalle imprese distributrici connesse alla Rete di trasmissione nazionale con riferimento a ciascuno degli anni 2019 e 2020, e che la stessa Terna si coordini con le imprese distributrici al fine di pianificare gli interventi per il controllo della tensione e la gestione degli scambi di energia reattiva.

Con il documento per la consultazione 23 novembre 2021, 515/2021/R/eel, l'Autorità ha pertanto formulato i propri orientamenti in relazione al completamento del processo di riforma della regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva nelle reti elettriche.

Iniziative a sostegno della mobilità elettrica

Grazie alla fattiva collaborazione dei soggetti associativi partecipanti ai tavoli tecnici denominati "Focus group sulla mobilità elettrica", presentati nella precedente *Relazione Annuale*, ARERA ha potuto realizzare una raccolta dati estensiva inerente ai dispositivi di ricarica per veicoli elettrici, analizzando in dettaglio il mercato e le caratteristiche tecniche ed economiche; è stato in tal modo possibile caratterizzare, da molteplici punti di vista, l'offerta di questi dispositivi nei diversi segmenti di mercato: numerosità di imprese operanti, diversificazione dei modelli, principali caratteristiche tecniche, prezzi medi di vendita, ecc. Complessivamente, sono stati censiti 225 modelli di dispositivi, la cui distribuzione in termini di taglie e tipologie consente di ritenere i risultati di questa ricognizione molto utili per descrivere in modo sufficientemente completo (anche se non esaustivo) l'offerta di dispositivi disponibili sul mercato tra la fine del 2020 e l'inizio del 2021 e i risultati dell'analisi sono stati pubblicati nell'ambito del Rapporto "Mercato e caratteristiche dei dispositivi di ricarica per veicoli elettrici" pubblicato il 3 maggio 2021 sul sito internet di ARERA.

L'analisi compiuta ha consentito di fotografare un settore dinamico e variegato, in via di espansione e in continua evoluzione tecnologica. La competizione è risultata particolarmente vivace nei segmenti caratterizzati da potenze di ricarica medie e basse (segmenti *Slow* e *Quick*), e particolarmente interessanti per il mercato *consumer* (singole abitazioni o condomini), per il micro-business (es. studi professionali, autorimesse), per le flotte aziendali e per gran parte dei mercati Ho-Re-Ca (cioè "Hotel-Restaurant-Café") e della distribuzione moderna organizzata; diversa è la situazione nei segmenti di mercato dedicati ai dispositivi per la realizzazione di punti di ricarica veloci e, soprattutto, ultra-veloci, dove risulta operare un numero di aziende nettamente più ristretto e la varietà di dispositivi è nettamente più limitata (segmenti *Fast* e *Ultra-Fast*).

I segmenti *Slow* e *Quick* (caratterizzati da potenze di ricarica non superiori a 22 kW) sono appannaggio quasi esclusivo dei dispositivi di ricarica in corrente alternata (AC), mentre i segmenti *Fast* e *Ultra-Fast* sono nettamente dominati da dispositivi di ricarica in corrente continua (DC).

Malgrado le incertezze e gli ampi margini di variabilità, l'elaborazione dei dati relativi ai prezzi medi netti per il solo acquisto dei dispositivi (escludendo, dunque, le spese per installazione) consente di evidenziare come:

- i dispositivi in corrente continua siano in generale nettamente più costosi di quelli in corrente alternata (costano circa il doppio, a parità di potenza totale del dispositivo);

- nel segmento dei dispositivi *Quick* sia possibile ottenere efficienze costruttive tali da ridurre di almeno due terzi le spese unitarie (in €/kW di ricarica) associate ai dispositivi in corrente alternata ai segmenti *Slow* e *Fast*;
- analogamente, nel segmento dei dispositivi *Ultra-Fast* parrebbe essere possibile ottenere efficienze costruttive maggiori rispetto a quelle dei dispositivi in corrente continua del segmento *Fast*.

Si è infine potuto osservare come non siano trascurabili i consumi in *stand by*, cioè i prelievi di energia registrati anche quando non è in corso la ricarica di alcun veicolo: nei punti di ricarica poco utilizzati, come ad esempio dispositivi di ricarica *Quick* o *Fast* con tassi di utilizzo non superiori al 2% (molto comuni in questa fase di sviluppo del mercato) possono consumare in *stand by*, rispettivamente, più del 3% o del 6% dell'energia complessivamente erogata ai veicoli su base annua. Inoltre, i dati raccolti mostrano chiaramente come i sistemi in DC risultino avere livelli di consumo nettamente superiori a quelli in AC e, di conseguenza, come in *stand by* i dispositivi *Fast* e *Ultra-Fast* consumino in media 5 volte di più dei dispositivi *Slow* e *Quick* (in media, 60 W contro 12 W).

Ai fini delle attività di regolazione in capo ad ARERA, è stato importante analizzare le effettive capacità di questi dispositivi di erogare servizi di tipo *vehicle to grid*, essenziali per mettere a frutto la flessibilità che caratterizza questi carichi elettrici: appare ormai davvero vicina l'opportunità di utilizzare – potenzialmente anche su larga scala – servizi di tipo V1G (modulazione della ricarica monodirezionale) mentre, al contrario, risulta ancora bisognosa di tempo per ulteriori sviluppi la possibilità di sfruttare servizi di tipo V2G (modulazione bidirezionale); essenziale per accelerare gli sviluppi su questi fronti – abilitando un dialogo efficace tra veicoli, sistemi di ricarica e reti elettriche – risulta l'attività di normazione tecnica, in corso a livello sia internazionale sia nazionale (con la predisposizione dell'Allegato X alla norma CEI 0-21, per definire le caratteristiche del "controllore per infrastrutture di ricarica").

Attività legate all'emergenza da Covid-19

Alla luce della nuova emergenza pandemica evidenziatasi all'inizio del 2021, analogamente a quanto già avvenuto nel 2020 con le disposizioni urgenti del "Decreto Rilancio" (decreto legge n. 19 maggio 2020, n. 34, convertito dalla legge n. 17 luglio 2020, n. 77) attuate da ARERA con la delibera 26 maggio 2020, 190/2020/R/eel (presentata nella precedente *Relazione Annuale*, al Capitolo 3 del Volume 2), con la delibera 29 marzo 2021, 124/2021/R/eel, si è data attuazione alle disposizioni urgenti promosse dal Governo con il Decreto Sostegni (decreto legge n. 22 marzo 2021, n. 41, convertito in legge n. 21 maggio 2021, n. 69), tramite una modifica transitoria (efficace nel corso del trimestre aprile-giugno 2021) delle componenti tariffarie a copertura dei costi dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica e delle componenti a copertura degli oneri generali di sistema applicabili alle utenze connesse in bassa tensione diverse dalle domestiche. L'efficacia di tali disposizioni è stata successivamente prorogata di un ulteriore mese, con la delibera 30 giugno 2021, 279/2021/R/eel, in attuazione di quanto disposto dall'art. 5 del decreto legge n. 25 maggio 2021, n. 73.

Con la delibera 3 agosto 2021, 349/2021/R/eel, sempre in seguito all'emergenza epidemiologica da Covid-19, sono state adottate modifiche transitorie di alcune disposizioni delle direttive per i sistemi di *smart metering* di seconda generazione per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione. In particolare:

- per le imprese per cui il 2021 è il primo anno della fine delle installazioni massive, il limite di misuratori 2G sotto il quale si applicano penalità è fissato pari all'80% anziché al 90% del numero di misuratori 2G previsti dal PMS2 al 31 dicembre 2021;

- per le imprese che hanno avviato il PMS2 negli anni precedenti, il limite di misuratori 2G sotto il quale si applicano penalità è fissato pari al 90% anziché al 95% del numero cumulato di misuratori 2G previsti dal PMS2 al 31 dicembre 2021.

Ulteriori attività svolte

Con la delibera 9 marzo 2021, 92/2021/R/eel, l'Autorità ha determinato gli effetti della Perequazione specifica aziendale (PSA) per l'impresa Megareti relativamente agli anni tariffari dal 2012 al 2019.

Con la delibera 9 dicembre 2021, 558/2021/R/eel, l'Autorità ha provveduto a determinare e disporre l'erogazione dell'ammontare di maggiore remunerazione spettante alle imprese distributrici di energia elettrica che hanno effettuato investimenti incentivati nel periodo 2008-2015 e che hanno richiesto, ai sensi del comma 5.2 della delibera 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel, l'erogazione degli importi spettanti residui in un'unica soluzione.

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

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

Nel rispetto del principio di copertura dei costi sulla base delle risultanze del bilancio aziendale posto dall'art. 7 della legge n. 9 gennaio 1991, n. 10, 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 2021, l'Autorità, sulla base delle risultanze istruttorie fornite da CSEA, ha approvato le seguenti delibere:

- delibera 26 ottobre 2021, 447/2021/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2017, per l'impresa elettrica minore Selis Lampedusa;
- delibera 22 ottobre 2021, 348/2021/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2017, per l'impresa elettrica minore Selis Linosa;
- delibera 26 ottobre 2021, 449/2021/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2017, per l'impresa elettrica minore Selis Marettimo;
- delibera 26 ottobre 2021, 450/2020/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2017, per l'impresa elettrica minore Smede Pantelleria;

- delibera 2 novembre 2021, 469/2021/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2017, per l'impresa elettrica minore SIE – Società Impianti Elettrici;
- delibera 2 novembre 2021, 470/2021/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2017, per l'impresa elettrica minore Germano Industrie Elettriche;
- delibera 2 novembre 2021, 471/2021/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2017, per l'impresa elettrica minore Società Elettrica Liparese;
- delibera 2 novembre 2021, 472/2021/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2017, per l'impresa elettrica minore SEA – Società Elettrica di Favignana;
- delibera 2 novembre 2021, 473/2021/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2017, per l'impresa elettrica minore Impresa Campo Elettricità ICEL.

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

Con la delibera 20 luglio 2021, 312/2021/I, l'Autorità ha rilasciato al Ministero dell'economia e delle finanze l'intesa in ordine all'approvazione del bilancio 2020 di CSEA e ha definito l'aliquota per il ricavo commissionale a copertura dei costi di funzionamento per l'esercizio 2021, in conformità a quanto disposto dalla legge n. 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 l'Autorità e 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 la corretta rappresentazione, per l'anno di riferimento, della situazione finanziaria, economica e patrimoniale nonché il rispetto, sulla base della relazione al bilancio da parte del Collegio dei revisori, dei criteri stabiliti dallo Statuto, dal Regolamento di amministrazione e contabilità e dai principi contabili nazionali formulati dall'Organismo italiano di contabilità (OIC).

Parallelamente, l'art. 7, comma 2, del Regolamento di amministrazione e contabilità prevede che, contestualmente al rilascio dell'intesa al MEF sul bilancio di esercizio, l'Autorità autorizzi CSEA 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 2020, nel corso dell'anno CSEA ha trasmesso agli Uffici dell'Autorità l'aggiornamento del budget economico 2021 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 2021 nonché i proventi finanziari sul patrimonio netto e gli altri ricavi afferenti, anche in questo caso, all'attività di funzionamento dell'Ente.

Con la delibera 312/2021/I, dunque, contestualmente al rilascio dell'intesa al MEF per l'approvazione del bilancio 2020 di CSEA, in considerazione degli importi riportati nel budget economico 2020 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 2021.

Oneri generali di sistema per il settore elettrico

Gli oneri generali: recepimento e attuazione delle manovre adottate dal Governo a sostegno degli utenti elettrici

Nel corso del 2021 l'Autorità ha adottato diverse disposizioni di recepimento e attuazione delle manovre del Governo a sostegno sia degli utenti del settore elettrico sia di quelli del gas naturale (si veda al Capitolo 4 il paragrafo "Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti").

Il primo intervento si colloca ancora nell'ambito degli interventi varati dal Governo in relazione all'emergenza epidemiologica da Covid-19.

Infatti, l'art. 6, comma 1, del decreto legge n. 41/2021 (cosiddetto "Decreto Sostegni") ha previsto che *"Per i mesi di aprile, maggio e giugno 2021, l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente dispone, con propri provvedimenti, la riduzione della spesa sostenuta dalle utenze elettriche connesse in bassa tensione diverse dagli usi domestici, con riferimento alle voci della bolletta identificate come 'trasporto e gestione del contatore' e 'oneri generali di sistema', nel limite massimo delle risorse di cui al comma 3, che costituiscono tetto di spesa. L'Autorità ridetermina, senza aggravii tariffari per le utenze interessate e in via transitoria e nel rispetto del tetto di spesa di cui al comma 1, le tariffe di distribuzione e di misura dell'energia elettrica nonché le componenti a copertura degli oneri generali di sistema, da applicare tra il 1° aprile e il 30 giugno 2021, in modo che:*

- a) *sia previsto un risparmio, parametrato al valore vigente nel primo trimestre dell'anno, delle componenti tariffarie fisse applicate per punto di prelievo;*
- b) *per le sole utenze con potenza disponibile superiore a 3,3 kW, la spesa effettiva relativa alle due voci di cui al comma 1 non superi quella che, in vigore delle tariffe applicate nel primo trimestre dell'anno, si otterrebbe assumendo un volume di energia prelevata pari a quello effettivamente registrato e un livello di potenza impegnata fissato convenzionalmente pari a 3 kW".*

Il medesimo art. 6 del Decreto Sostegni dispone inoltre che, a compensazione della riduzione delle tariffe di distribuzione e misura e degli oneri generali di sistema, viene autorizzata la spesa di 600 milioni di euro per l'anno 2021 a carico del Bilancio dello Stato, prevedendo di trasferire al sistema elettrico il corrispondente importo tramite il Conto emergenza Covid-19 costituito presso la Cassa ai sensi della delibera 12 marzo 2020, 60/2020/R/com.

Con la delibera 29 marzo 2021, 124/2021/R/eel, l'Autorità ha dato immediata attuazione alle disposizioni urgenti di cui all'art. 6 del Decreto Sostegni. In particolare, con la delibera 124/2021/R/eel, ha definito in maniera ridotta i valori della componente tariffaria A_{SOS} e della componente tariffaria A_{RIM} , nonché delle tariffe di rete (si veda il precedente paragrafo "Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti", sottoparagrafo "Attività legate all'emergen-

za da Covid-19”) per tutte le utenze in bassa tensione – altri usi (utenze BTAU) per il periodo 1° aprile-30 giugno 2021.

Il decreto legge n. 25 maggio 2021, n. 73 ha successivamente prorogato a tutto il mese di luglio 2021 la riduzione delle tariffe di rete e degli oneri generali per le utenze BTAU, stanziando ulteriori 200 milioni di euro. Con la delibera 30 giugno 2021, 279/2021/R/eel, l’Autorità ha pertanto integrato la delibera 124/2021/R/eel, al fine di includere i valori ridotti della componente tariffaria A_{SOS} e della componente tariffaria A_{RIM} , nonché delle tariffe di rete, per le utenze BTAU per il periodo 1°- 31 luglio 2021. La riduzione delle componenti A_{SOS} e A_{RIM} ha tenuto conto, ovviamente, delle contemporanee determinazioni dell’Autorità per il trimestre di riferimento (terzo trimestre 2021), adottate con la delibera 30 giugno 2021, 278/2021/R/com.

Le risorse del Decreto Sostegni e del decreto legge n. 73/2021, pari in totale a 800 milioni, sono state destinate per 379,32 milioni di euro alla riduzione delle tariffe di rete e per 420,67 milioni di euro per la riduzione delle componenti tariffarie A_{SOS} e A_{RIM} .

Il terzo trimestre 2021 è stato anche il primo in cui si sono manifestati gli effetti di uno scenario fortemente rialzista sui prezzi delle *commodity* energetiche, a livello sia internazionale sia nazionale, in riferimento al prezzo all’ingrosso dell’energia elettrica e del gas, con impatti straordinari sull’aggiornamento delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela dell’energia elettrica e del gas naturale, nonché effetti significativi anche sui prezzi dell’energia elettrica e del gas naturale nel mercato libero. Tale situazione si è protratta per tutto il 2021.

Proprio a partire dal terzo trimestre 2021, al fine di contenere l’impatto sugli utenti finali, l’Autorità ha adottato una serie di misure straordinarie, finanziate anche in questo caso con risorse a carico del Bilancio dello Stato.

Per il terzo trimestre 2021, l’art. 3, comma 1, del decreto legge n. 30 giugno 2021, n. 99, poi sostituito all’art. 5-*bis* del decreto legge n. 73/2021, come modificato dalla legge di conversione n. 106/2021, ha previsto misure per il settore elettrico “*anche al fine del contenimento degli adeguamenti delle tariffe*”, che consistono nel trasferimento alla Cassa di 1,2 miliardi di euro per il contenimento degli adeguamenti tariffari del settore elettrico nel terzo trimestre 2021, risorse, tra l’altro, reperite attingendo a quota parte dei proventi delle aste delle quote di emissione di CO_2 .

L’Autorità, con la delibera 278/2021/R/com, tenuto conto delle disposizioni del decreto legge n. 99/2021, poi sostituite da un emendamento in sede di conversione del decreto legge n. 73/2021, nonché delle migliorate previsioni di competenza del conto alimentato dall’elemento A_{uc7RIM} della componente tariffaria A_{RIM} , per il terzo trimestre 2021 ha pertanto disposto di:

- ridurre significativamente il livello dell’elemento A_{3*SOS} della componente tariffaria A_{SOS} ;
- prevedere che le risorse di cui all’art. 5-*bis* del decreto legge n. 73/2021, da trasferire alla Cassa, siano destinate a coprire il mancato gettito derivante nel terzo trimestre 2021 da quanto previsto al punto precedente;
- ridurre il livello dell’elemento A_{ESOS} della componente tariffaria A_{SOS} per tenere conto dei minori oneri relativi all’incentivazione delle imprese a forte consumo di energia elettrica, a causa della riduzione del livello dell’elemento A_{3*SOS} di cui al primo alinea, con effetto stimato pertanto nullo sul livello della liquidità dei conti di gestione presso la Cassa;

- annullare, transitoriamente, l'elemento A_{uc7RIM} della componente tariffaria A_{RIM} .

L'aggravarsi delle tensioni sui prezzi registrate sui mercati energetici nei mesi successivi all'adozione della delibera 278/2021/R/com ha spinto il Governo a disporre ulteriori misure straordinarie al fine di mitigare l'impatto sugli utenti finali del settore elettrico e gas anche nel quarto trimestre 2021.

In particolare, in relazione al settore elettrico, il decreto legge n. 27 settembre 2021, n. 130 ha previsto, tra l'altro:

- un contributo di 1,2 miliardi di euro da parte del Bilancio dello Stato, da versare alla Cassa, ai fini di confermare per il quarto trimestre 2021 quanto già disposto per il trimestre precedente in relazione agli oneri generali di sistema, con riferimento a tutte le tipologie di utenza;
- un contributo di ulteriori 800 milioni di euro da parte del Bilancio dello Stato, da versare alla Cassa, per annullare per il quarto trimestre 2021 *"le aliquote relative agli oneri generali di sistema applicate alle utenze domestiche e alle utenze non domestiche in bassa tensione, per altri usi, con potenza disponibile fino a 16,5 kW"*.

Con la delibera 396/2021/R/com, pertanto, l'Autorità, dando attuazione alle disposizioni di cui al decreto legge n. 130/2021, per il quarto trimestre 2021, ha previsto:

- di annullare le aliquote delle componenti tariffarie A_{SOS} e A_{RIM} per tutte le utenze di cui al comma 2.2, lettera a), del TIT, nonché per le utenze di cui al comma 2.2, lettera d), del medesimo TIT con potenza disponibile fino a 16,5 kW;
- di confermare, per tutte le utenze elettriche diverse da quelle di cui al punto precedente, le aliquote delle componenti tariffarie A_{SOS} e A_{RIM} già stabilite dalla delibera 278/2021/R/com.

Inoltre, l'art. 3 del decreto legge n. 130/2021 ha previsto, per il trimestre ottobre-dicembre 2021, un rafforzamento dei *bonus* sociali, disponendo che questi siano rideterminati *"dall'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, al fine di minimizzare gli incrementi della spesa per la fornitura, previsti per il quarto trimestre 2021, fino a concorrenza di 450 milioni di euro"*.

Pertanto, con la medesima delibera 396/2021/R/com, l'Autorità ha determinato, limitatamente al periodo dal 1° ottobre al 31 dicembre 2021, compensazioni di spesa per la fornitura di energia elettrica e di gas naturale aggiuntive rispetto a quelle già determinate su base annua per il 2021 (si veda anche al Capitolo 10 del presente Volume il paragrafo sul bonus sociale).

Nelle tavole 3.1, 3.2 e 3.3 sono riportati, per tipologia di clienti e per l'anno 2021, i volumi di energia prelevata e di potenza impegnata, il numero dei punti di prelievo e l'allocazione degli oneri generali.

Le tavole tengono conto della riduzione delle aliquote fissate con le delibere 124/2021/R/eel, 279/2021/R/eel, 278/2021/R/com e 396/2021/R/com, in attuazione dei decreti legge nn. 41/2021, 73/2021 e 130/2021.

Pertanto, le tavole evidenziano il contributo che effettivamente è stato pagato dagli utenti (cfr. la tavola 3.3 con la prima colonna dalla tavola 2.68, del Capitolo 2, del Volume 1, "Gettiti dagli oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2021").

TAV. 3.1 Oneri generali ^(A)

	TIPOLOGIE	ENERGIA PRELEVATA		POTENZA		PUNTI DI PRELIEVO		A _{TOT} SENZA EFFETTO ENERGIVORI	
		TWH	%	GW	%	N.	%	M€	%
Clienti domestici	Residenti	53,37	20,56%	76,75	42,38%	23.952.564	65,50%	1.213,49	12,92%
	Non residenti	7,05	2,72%	19,78	10,92%	5.730.312	15,67%	618,98	6,59%
	Totale domestici	60,42	23,28%	96,53	53,31%	29.682.876	81,17%	1.832,47	19,51%
Clienti non domestici	Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	4,38	1,69%	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	193,93	2,06%
	Punti di ricarica per veicoli elettrici	0,03	0,01%	0,74	0,41%	6.051	0,02%	1,96	0,02%
	Clienti non domestici di bassa tensione (esclusa illuminazione pubblica)	64,76	24,95%	49,80	27,50%	6.778.698	18,54%	2.752,77	29,31%
	Clienti di media tensione (esclusa illuminazione pubblica)	93,46	36,01%	25,16	13,89%	100.095	0,27%	3.567,89	37,98%
	Clienti di alta e altissima tensione (inclusi consumi trazione ferroviaria)	36,49	14,06%	8,85	4,89%	1.029	0,00%	1.043,97	11,11%
	Totale non domestici	199,11	76,72%	84,55	46,69%	6.885.872	18,83%	7.560,51	80,49%
TOTALE	259,53	100,00%	181,08	100,00%	36.568.748	100,00%	9.392,98	100,00%	

(A) Nei dati esposti non sono considerati gli effetti delle agevolazioni agli energivori e dell'elemento A_{ESOS} (della componente A_{SO5}) a copertura delle medesime agevolazioni.

Fonte: ARERA.

TAV. 3.2 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)	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO	A_{ESOS} (M€)	ENERGIA PRELEVATA (TWh)	POTENZA IMPEGNATA (GW)	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO	AGEVOLAZIONI (M€)
Clienti domestici	Residenti	53,37	76,75	23.952.564	226,72	-	-	-	-
	Non residenti	7,05	19,78	5.730.312	29,95	-	-	-	-
	Totale domestici	60,42	96,53	29.682.876	256,67	-	-	-	-
Clienti non domestici	Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	4,38	n.d.	n.d.	27,52	-	-	-	-
	Punti di ricarica per veicoli elettrici	0,03	0,74	6.051	0,24	-	-	-	-
	Clienti non domestici di bassa tensione (esclusa illuminazione pubblica)	64,61	49,76	6.774.618	430,46	0,14	0,04	4.080	-3,26
	Clienti di media tensione (esclusa illuminazione pubblica)	67,43	18,85	94.229	402,23	26,03	6,31	5.866	-637,26
	Clienti di alta e altissima tensione (inclusi consumi trazione ferroviaria)	6,56	2,58	678	12,02	29,93	6,28	350	-876,33
	<i>Gettito extra- tariffario da contributo imprese energivore in classe VAL</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>-</i>	<i>142,47</i>
	Totale non domestici	143,01	71,93	6.875.576	872,46	56,10	12,62	10.296	-1.374,38
TOTALE	203,43	168,46	36.558.452	1.129,14	56,10	12,62	10.296	-1.374,38	

Fonte: ARERA.

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

TIPOLOGIE	A_{SOS}			A_{RIM}					
	M€	% PER P.P.	% PER kW	% PER kWh	M€	% PER P.P.	% PER kW	% PER kWh	
Clienti domestici	Residenti	1.168,26	0,00%	0,00%	100,00%	271,95	0,00%	0,00%	100,00%
	Non residenti	613,00	74,82%	0,00%	25,18%	35,93	0,00%	0,00%	100,00%
	Totale domestici	1.781,27	25,75%	0,00%	74,25%	307,88	0,00%	0,00%	100,00%
Clienti non domestici	Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	195,69	0,00%	0,00%	100,00%	25,76	0,00%	0,00%	100,00%
	Punti di ricarica per veicoli elettrici	1,75	0,00%	0,00%	100,00%	0,45	0,00%	0,00%	100,00%
	Clienti non domestici di bassa tensione (esclusa illuminazione pubblica)	2.739,22	3,82%	15,13%	81,05%	440,73	12,82%	51,63%	35,55%
	Clienti di media tensione (esclusa illuminazione pubblica)	2.922,21	1,00%	9,21%	89,78%	410,65	4,24%	44,95%	50,80%
	Clienti di alta e altissima tensione (inclusi consumi trazione ferroviaria)	125,02	3,39%	9,98%	86,63%	54,63	7,17%	74,29%	18,54%
	Gettito extra-tariffario da contributo imprese energivore in classe VAL	142,47	-	-	-	-	-	-	-
	Totale non domestici	6.126,36	2,31%	11,64%	86,06%	932,22	8,35%	48,57%	43,08%
TOTALE	7.907,63	7,69%	8,97%	83,35%	1.240,10	6,28%	36,51%	57,22%	

Fonte: ARERA.

La tavola 3.4 riporta, per tipologie contrattuali nell'anno 2021, l'allocatione dei gettiti degli oneri di rete distinti per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura.

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

TIPOLOGIE	TRAS		DIS		MIS		UC3 + UC6		SERVIZI DI RETE					TOT.
	M€	%	M€	%	M€	%	M€	%	M€	%	% PER P.P.	% PER kW	% PER kWh	
Totale domestici	480	24,8%	2.141	46,9%	519	60,9%	57	29,5%	3.196	42,4%	19,1%	64,1%	16,8%	100,0%
Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	35	1,8%	54	1,2%	44	5,2%	29	14,7%	161	2,1%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%
Clienti non domestici di bassa tensione (esclusa illuminazione pubblica)	514	26,6%	1.577	34,6%	137	16,1%	62	31,6%	2.290	30,4%	7,4%	65,7%	26,9%	100,0%
Clienti di media tensione (esclusa illuminazione pubblica)	693	35,8%	767	16,8%	17	2,1%	9	4,8%	1.486	19,7%	3,9%	45,9%	50,1%	100,0%
Clienti di alta e altissima tensione (inclusi consumi trazione ferroviaria)	212	11,0%	25	0,6%	134	15,8%	38	19,4%	409	5,4%	37,7%	45,5%	16,9%	100,1%
Totale non domestici	1.453	75,2%	2.423	53,1%	333	39,1%	137	70,5%	4.347	57,6%	8,8%	54,6%	36,6%	100,0%
TOTALE	1.933	100,0%	4.564	100,0%	852	100,0%	194	100,0%	7.543	100,0%	13,1%	57,9%	29,0%	100,0%

Fonte: ARERA.

Modifiche regolatorie in relazione all'esazione della componente tariffaria elettrica A_{SOS}

Con la delibera 103/04, al fine di eliminare gli effetti negativi derivanti dalle anticipazioni effettuate dalla Cassa al gestore della Rete di trasmissione nazionale (cui è successivamente subentrato, in relazione alle agevolazioni alle fonti rinnovabili e assimilate, il GSE), relativamente al credito IVA maturato dal medesimo Gestore nei confronti dell'erario, l'Autorità ha previsto che l'esazione della componente tariffaria A_3 (oggi componente A_{SOS}) fosse effettuata dal Gestore della rete nei confronti delle imprese distributrici direttamente interconnesse alla Rete di trasmissione nazionale (RTN).

Detta impostazione è stata successivamente adottata in tutti i periodi regolatori che si sono susseguiti, ed era prevista al comma 36.2 del TIT, come deroga alla disposizione generale (prevista al comma 36.1 del medesimo TIT) di esazione delle componenti A da parte della Cassa.

Sulla base dell'evoluzione della normativa IVA, negli anni sono venute meno le ragioni che avevano indotto l'Autorità a prevedere l'esazione diretta della componente tariffaria A_3/A_{SOS} da parte del GSE.

Con la delibera 29 dicembre 2020, 595/2020/R/com, l'Autorità ha, pertanto, stabilito che a partire dal 1° luglio 2021 le modalità di esazione di cui al comma 36.1 del TIT si applicano con riferimento a tutte le imprese distributrici e a tutte le componenti A, ivi inclusa la componente tariffaria A_{SOS} ; inoltre, entro il 31 maggio 2021 sarebbero state adottate le modifiche regolatorie necessarie, tenendo conto di quanto segnalato da Cassa e GSE in una relazione che queste ultime avrebbero dovuto inviare all'Autorità a tale scopo.

A tali fini, la delibera 595/2020/R/com prevede che l'Autorità adotti le modifiche regolatorie necessarie, tenendo conto di quanto segnalato da Cassa e GSE, in una relazione dettagliata circa lo stato dell'esazione della componente tariffaria A_{SOS} e delle modifiche regolatorie ritenute necessarie per garantire l'ordinato trasferimento delle responsabilità di esazione della medesima componente.

Con la delibera 1° giugno 2021, 231/2021/R/eel, l'Autorità ha adottato le modifiche regolatorie necessarie al fine di assicurare l'effettivo trasferimento delle responsabilità di esazione della componente tariffaria A_{SOS} , a partire dal 1° luglio 2021, dal GSE alla Cassa, tenendo conto di quanto da queste segnalato.

In particolare, sono state adottate le seguenti modifiche del TIT:

- soppressione del comma 36.2 (e di altri commi conseguenti);
- modifiche di alcuni commi dell'art. 43 al fine di introdurre un meccanismo di acconto/conguaglio tra Cassa e GSE, per garantire un autofinanziamento del sistema di pagamento degli incentivi da parte di quest'ultimo;
- aggiornamenti (in merito a recenti modifiche al quadro normativo di riferimento) degli oneri posti in capo al conto A3 e al conto UC3.

La delibera 231/2021/R/com ha anche modificato l'Allegato A alla delibera 128/2017/R/eel (che regola i flussi di informazione da Cassa e GSE all'Autorità ai fini degli aggiornamenti tariffari; si veda il comma 41.2 del TIT) al fine di rappresentare esaustivamente la situazione del conto A3 (a seguito del trasferimento dell'esazione della componente tariffaria A_{SOS} dal GSE alla Cassa e delle conseguenti modifiche del TIT), nonché di tenere conto dell'esperienza accumulata negli ultimi anni relativamente alle informazioni necessarie al fine di una corretta rappresentazione della situazione del conto A3 e, in generale, dei conti di gestione presso Cassa, e, infine, per includere recenti modifiche del quadro regolatorio di riferimento di cui alle delibere 26 marzo 2020, 96/2020/R/eel e 15 dicembre 2020, 548/2020/R/com.

Criteri per il riconoscimento degli oneri conseguenti alle attività di *decommissioning* delle centrali e impianti elettronucleari per il periodo 2021-2026

Come già evidenziato nella precedente *Relazione Annuale*, l'anno 2020 ha segnato un punto di svolta in relazione alla definizione dei criteri di efficienza economica da applicare per il periodo di regolazione successivo al secondo. Quest'ultimo, regolato con la delibera 9 maggio 2013, 194/2013/R/eel, originariamente previsto per gli anni 2013-2016, è stato di fatto prolungato (con qualche modifica) fino a tutto il 2020.

L'invio, in data 30 giugno 2020, di un nuovo Piano a vita intera della commessa nucleare (PVI 30 giugno 2020) da parte di Sogin ha reso infine possibile l'avvio di un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di riconoscimento degli oneri nucleari al fine di rivedere e integrare i Criteri di efficienza economica 2013-2016 per il periodo di regolazione successivo all'anno 2020 (terzo periodo di regolazione) (si veda la delibera 27 ottobre 2020, 417/2020/R/eel). Nell'ambito di tale procedimento è stato pubblicato il documento per la consultazione 17 novembre 2020, 464/2020/R/eel (si veda la precedente *Relazione Annuale*).

L'anno 2021 ha visto la definizione del nuovo quadro regolatorio per la commessa nucleare con l'approvazione definitiva del Testo integrato del *decommissioning* nucleare (TIDECN) e la definizione dei parametri quantitativi per l'applicazione del TIDECN nel primo semiperiodo di regolazione (2021-2023).

A valle del documento per la consultazione 464/2020/R/eel, l'Autorità ha infatti adottato le delibere 9 marzo 2021, 93/2021/R/eel, di prima definizione dei criteri di efficienza economica da applicare nel terzo periodo di regolazione, e 3 agosto 2021, 348/2021/R/eel, che ha fissato definitivamente detti criteri a valle delle osservazioni pervenute (principalmente) da Sogin ai contenuti della delibera 93/2021/R/eel.

Con le delibere 93/2021/R/eel e 348/2021/R/eel, pertanto, sono stati definiti i criteri di efficienza economica per il terzo periodo di regolazione delle attività di *decommissioning*, ossia quelle attività i cui costi rientrano nel perimetro degli oneri nucleari, con l'esclusione delle attività relative al Deposito nazionale – Parco tecnologico (v. oltre).

In generale, il TIDECN introduce aspetti innovativi rispetto ai due precedenti periodi regolatori, in particolare in relazione al fatto che il programma a preventivo presentato da Sogin all'inizio del semiperiodo, alla base delle determinazioni di cui all'art. 3 della delibera 348/2021/R/eel (programma di semiperiodo), rimane come riferimento per tutto il semiperiodo medesimo (salvo il verificarsi di eventi imprevedibili ed eccezionali). Il rispetto di tale programma, soprattutto in termini di avanzamento delle attività di *decommissioning*, costituisce il parametro più importante ai fini della misura delle *performance* di Sogin e ha un impatto significativo sul riconoscimento dei costi.

Più in dettaglio:

- la durata del periodo di regolazione è stata fissata a 6 anni (2021-2026), divisi in due semiperiodi di regolazione di 3 anni ciascuno;
- è stato previsto che gli obiettivi del PVI 30 giugno 2020 (come opportunamente modificati da Sogin per tenere conto degli effetti della pandemia da Covid-19) in termini sia di avanzamento che di costo costituiscano il programma di riferimento per tutto il primo semiperiodo (2021-2023) di regolazione (programma di semiperiodo);
- al fine di controllare il rispetto degli obiettivi di avanzamento, si prende a riferimento la Metodologia di misurazione dell'avanzamento, proposta da Sogin, che permette di includere anche l'avanzamento delle fasi di progettazione, autorizzazione e committenza, precedenti alla realizzazione di ciascun progetto (*task*) in cui si articola il programma di smantellamento di ciascun sito;
- si prevede una significativa semplificazione nella classificazione dei costi, distinti in costi di avanzamento, costi ad utilità pluriennale e costi di struttura, cui corrispondono diversi trattamenti regolatori;

- per i “costi di avanzamento”, relativi alle attività che sono direttamente collegabili al *decommissioning*, è previsto un incentivo al rispetto delle previsioni di costo indicate nel programma di semiperiodo, tramite un meccanismo di *sharing* della differenza (in più o in meno) tra il costo effettivo e il costo previsto delle attività realizzative;
- per i “costi ad utilità pluriennale” (investimenti) si conferma sostanzialmente l’impostazione del secondo periodo di regolazione;
- i “costi di struttura” (tutti gli altri costi) sono assoggettati a *cap*, con un meccanismo innovativo che modula il fattore di recupero di produttività (*X-factor*) in relazione alla differenza tra avanzamento complessivo delle attività di *decommissioning* effettivamente raggiunto e avanzamento previsto nel programma di semiperiodo; in caso di significativo ritardo dell’avanzamento fisico, gli eventuali margini insiti nel meccanismo del *cap* non verrebbero lasciati all’impresa, mentre in caso di sostanziale rispetto della pianificazione l’*X-factor* verrebbe ridotto, fino ad annullarlo;
- le soglie di rispetto dell’avanzamento di cui al precedente punto si riducono progressivamente, man mano che il triennio avanza;
- è previsto che Sogin possa proporre di identificare, tra i costi di struttura e i costi ad utilità pluriennale, costi specificamente afferenti alla sicurezza nucleare e alla radioprotezione, in modo che tali costi siano esclusi dall’applicazione di meccanismi di *cap*, e che nella verifica della natura di tali costi afferenti alla sicurezza nucleare e alla radioprotezione sia coinvolto l’Ispettorato per la sicurezza nucleare e la radioprotezione (ISIN);
- è previsto inoltre un meccanismo di premialità di (massimo) due rilevanti obiettivi previsti dal programma di semiperiodo per il triennio;
- sono previsti meccanismi di *sharing* dei ricavi e dei margini sulle attività per terzi che lascino in capo alla società quote crescenti di tali importi in relazione al raggiungimento delle soglie di rispetto degli obiettivi del programma di semiperiodo;
- gli eventi imprevedibili ed eccezionali rimangono l’unico motivo ammesso per non applicare quanto illustrato nei precedenti punti in relazione al rispetto dell’avanzamento previsto dal programma di semiperiodo;
- è previsto che, entro il 31 ottobre del terzo anno del primo semiperiodo di regolazione, Sogin invii all’Autorità un aggiornamento del Piano a vita intera delle attività di *decommissioning*, e che su tale base l’Autorità riveda i parametri quantitativi stabiliti per il primo semiperiodo di regolazione;
- sono anche previsti alcuni meccanismi di flessibilità, e, in particolare:
 - che in occasione della determinazione degli oneri nucleari a consuntivo per l’anno 2022, ai sensi di quanto previsto al comma 16.1 del TIDECN, saranno valutati gli esiti dei primi due anni di applicazione del medesimo provvedimento, con particolare riferimento all’attendibilità delle previsioni del programma trasmesso da Sogin. Qualora da tale verifica emergesse la necessità di una significativa revisione peggiorativa degli obiettivi del programma di cui al precedente comma 3.1, il provvedimento di determinazione a consuntivo per l’anno 2022 potrà disporre l’annullamento degli eventuali margini lasciati in capo a Sogin ai sensi del TIDECN, anche relativamente all’anno 2021;
 - qualora l’aggiornamento del piano a vita intera alla fine del primo semiperiodo evidenziasse una significativa revisione peggiorativa degli obiettivi del programma del primo semiperiodo di regolazione, si prevede di riservarsi di modificare alcune disposizioni TIDECN, in modo da ridurre o annullare i margini lasciati a Sogin.

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

Per quanto riguarda l'iter di localizzazione e realizzazione del Deposito nazionale e il Parco tecnologico (DN-PT), va ricordato che, come già evidenziato nella precedente *Relazione Annuale*, in data 5 gennaio 2021 la Sogin, acquisito il 30 dicembre 2020 il previsto nulla osta da parte dei ministeri competenti, ha pubblicato la Carta nazionale delle aree potenzialmente idonee (CNAPI) e ne ha informato l'Autorità in data 7 gennaio 2021.

Ciò ha consentito all'Autorità di avviare un'istruttoria ai fini del riconoscimento dei costi sostenuti da Sogin fino al 31 dicembre 2020 per il Deposito nazionale e il Parco tecnologico (si veda la delibera 19 gennaio 2021, 12/2021/R/eel). Le attività istruttorie sono proseguite, in collaborazione con il Nucleo speciale beni e servizi della Guardia di Finanza (si veda in merito anche il Capitolo 11 del presente Volume) e il termine dell'istruttoria è stato prorogato al 31 luglio 2022 (delibere 26 ottobre 2021, 451/2021/R/eel, e 29 marzo 2022, 127/2022/R/eel).

Le attività per il Deposito nazionale e il Parco tecnologico, benché i relativi costi rientrino in quota parte nel perimetro degli oneri nucleari, e siano pertanto soggetti alla definizione di criteri di efficienza economica ai sensi di quanto previsto dall'art. 9, comma 2, del decreto interministeriale 26 gennaio 2000, hanno caratteristiche peculiari molto diverse da quelle delle attività di *decommissioning* e pertanto necessitano di una regolazione *ad hoc* distinta dal TIDECN.

Oneri in capo al conto A3

Gli oneri posti in capo al conto A3 di competenza dell'anno 2021 sono risultati significativamente inferiori a quelli dell'anno precedente, come evidenziato nella tavola 3.5.

Detta riduzione è in buona parte riconducibile al drastico incremento del PUN registrato nella seconda metà dell'anno, per effetto dello scenario fortemente rialzista sui prezzi delle *commodity* energetiche di cui si è già parlato precedentemente. La riduzione del PUN ha infatti un effetto positivo sugli oneri in capo al conto A3 di competenza del medesimo anno, sia perché si incrementano i ricavi di vendita dell'energia agevolata, sia per il fatto che alcuni tipi di agevolazione diminuiscono all'aumentare del PUN. Ha un impatto positivo, in prospettiva, anche per l'anno successivo, soprattutto in relazione al meccanismo di aggiornamento degli incentivi che hanno sostituito i certificati verdi.

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

ONERI DI COMPETENZA	2020		2021	
	VALORE	QUOTA %	VALORE	QUOTA %
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP6	0	0,00%	0	0,00%
Ritiro certificati verdi	6	0,05%	4	0,04%
Conversione CV in incentivi	2.613	21,84%	3.073	28,76%
Fotovoltaico	6.145	51,37%	5.865	54,89%
Ritiro dedicato	72	0,61%	11	0,10%
Tariffa omnicomprensiva	2.065	17,26%	1.225	11,47%
Scambio sul posto	164	1,37%	90	0,84%
FER incentivi amministrati	677	5,66%	306	2,86%
Autoconsumo e comunità energetiche	0	0,00%	0	0,00%
Altro	1	0,01%	1	0,01%
Totale rinnovabili	11.743	98,17%	10.575	98,97%
Compravendita energia elettrica assimilata CIP6	144	1,20%	36	0,34%
Oneri CO ₂ assimilate	75	0,63%	74	0,69%
Copertura certificati verdi assimilate	0	0,00%	0	0,00%
Risoluzione CIP6	0	0,00%	0	0,00%
Totale assimilate	219	1,83%	110	1,03%
TOTALE ONERI A3	11.962	100,00%	10.685	100,00%

Fonte: ARERA.

Come già spiegato nel precedente paragrafo, la componente A_{SOS} che alimenta il conto A3 a partire dal terzo trimestre 2021 è stata oggetto di manovre straordinarie che ne hanno ridotto il livello in maniera significativa, al fine di ammortizzare almeno in parte gli impatti dell'aumento del prezzo dell'energia sui clienti finali.

In particolare, nel terzo trimestre 2021 il livello della componente A_{SOS} è stato ridotto di circa il 50% rispetto al trimestre precedente, mentre nel quarto trimestre 2021 tale livello, in generale, è stato mantenuto ma sono state annullate le aliquote della medesima componente per tutti gli utenti domestici e per gli utenti BTAU con potenza disponibile fino a 16,5 kW (BTAU 1-5).

Nonostante la riduzione degli oneri in capo al conto A3 sopra ricordata, tali manovre non sarebbero state comunque sostenibili senza i contributi da parte del Bilancio dello Stato stabiliti dai decreti legge nn. 73/2021 e 130/2021 (si veda il paragrafo precedente).

Agevolazioni per imprese a forte consumo di energia elettrica

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

prese a forte consumo di energia (anche dette imprese energivore) in conformità con la decisione C(2017) 3406 e le Linee guida europee.

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

Con la comunicazione C(2020) 4355, la Commissione europea ha ritenuto opportuno, *"in considerazione delle conseguenze economiche e finanziarie che la pandemia di Covid-19 può avere per le imprese"*, modificare temporaneamente alcuni orientamenti in materia di aiuti di Stato, tra cui in particolare le Linee guida europee in tema di aiuti di Stato nei settori dell'energia e dell'ambiente.

La comunicazione C(2020) 4355 stabilisce, fra l'altro, la modifica dell'Allegato 4 delle Linee guida europee in relazione alle modalità di determinazione dell'intensità elettrica delle imprese, prevedendo la possibilità di utilizzare la media aritmetica calcolata su due anni scelti tra gli ultimi tre anni per i quali sono disponibili dati relativi al valore aggiunto lordo (VAL) e ai consumi dell'impresa, a condizione che il metodo sia applicato nello stesso modo a tutti i beneficiari; la Commissione ritiene che il passaggio a questo metodo di calcolo non costituisca una modifica per la quale sussiste l'obbligo di notifica.

Inoltre, con la medesima comunicazione C(2020) 4355, la Commissione europea ha prorogato di tre anni il periodo di applicazione degli orientamenti sugli aiuti di Stato per il salvataggio e la ristrutturazione di imprese non finanziarie in difficoltà e ha integrato il punto 16 delle Linee guida europee prevedendo che *"I presenti orientamenti si applicano, tuttavia, alle imprese che al 31 dicembre 2019 non erano in difficoltà ma lo sono diventate nel periodo dal 1° gennaio 2020 al 30 giugno 2021"*.

Ai sensi del comma 2, dell'art. 19, della legge n. 167/2017 il Capo di Gabinetto del Ministro della transizione ecologica ha trasmesso, in data 21 luglio 2021, uno schema di decreto predisposto in attuazione dell'art. 19, comma 3 (di seguito: Schema di decreto), per l'acquisizione del parere dell'Autorità, prima dell'inoltro alle Commissioni parlamentari competenti.

In data 3 agosto 2021, l'Autorità, con apposita delibera n. 351/2021/I/eel, ha espresso parere complessivamente favorevole allo Schema di decreto ai sensi della legge n. 481/1995, art. 2, comma 6, valevole anche come parere formale ai sensi dell'art. 19, comma 3, della legge n. 167/2017, dal momento della vigenza di tale legge; anche le competenti Commissioni parlamentari hanno espresso i pareri previsti dall'art. 19, comma 2, della legge n. 167/2017.

Il Ministro della transizione ecologica ha adottato, in data 27 ottobre 2021, il decreto recante "Disposizioni in materia di riduzioni delle tariffe a copertura degli oneri generali di sistema per imprese energivore in relazione alle modalità di calcolo dell'intensità elettrica e del consumo nel caso in cui il periodo di riferimento ricomprenda un'annualità in emergenza Covid-19".

Il decreto prevede che i dati dell'annualità 2020 non siano utilizzati ai fini del calcolo dell'intensità elettrica rispetto al VAL e al fatturato; e che, pertanto, ai fini del calcolo del VAL di cui all'art. 2, comma 1, lettera e) del decreto 21 dicembre 2017, del consumo di cui all'art. 5, comma 1, lettera c) e del fatturato di cui all'art. 5, comma 2, lettera

a) del medesimo decreto, venga utilizzata la "media aritmetica calcolata su due anni del periodo di riferimento con esclusione dei dati dell'annualità 2020".

Il decreto prevede inoltre che per l'anno di competenza 2022 il prezzo dell'energia elettrica, di cui all'art. 5, comma 1, lettera a) del decreto 21 dicembre 2017, è determinato dall'Autorità con riferimento all'anno 2019.

Con la delibera 2 novembre 2021, 479/2021/R/eel, l'Autorità ha adottato con urgenza le disposizioni necessarie ad attuare le modifiche introdotte dal decreto ministeriale 27 ottobre 2021 al meccanismo di agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica anche considerati i tempi estremamente ristretti in cui l'Autorità si è trovata ad operare per assicurare l'effettività delle nuove agevolazioni alle imprese energivore entro il termine della decorrenza prevista (1° gennaio 2022).

Ai fini di quanto sopra, vengono pertanto date disposizioni alla CSEA in relazione alla tempistica prevista per l'apertura del Portale Energivori per l'anno di competenza 2022 prevedendo che la medesima CSEA renda disponibile il Portale per la raccolta delle dichiarazioni attestanti la titolarità dei requisiti delle imprese di cui all'art. 3 del decreto ministeriale 21 dicembre 2017 e la raccolta dei dati relativi al periodo di riferimento non oltre il 5 novembre 2021 e che in via eccezionale il termine ordinariamente fissato in 45 giorni per le imprese energivore venga ridotto a 30 giorni dall'apertura del Portale, onde consentire le operazioni necessarie alla costituzione dell'elenco e alla trasmissione del medesimo al SII.

Inoltre, la delibera 479/2021/R/eel, per quanto concerne la copertura dei costi amministrativi sostenuti dalla CSEA per la costituzione e l'aggiornamento dell'elenco per l'annualità di competenza 2022, è intervenuta per confermare che il contributo a carico delle imprese agevolate, applicabile a partire dalla competenza delle agevolazioni per l'anno 2022, rimanga invariato rispetto a quanto previsto per l'anno 2021 in base all'art. 8 dell'Allegato A alla delibera 921/2017/R/eel.

Infine, la sopra citata delibera 479/2021/R/eel ha integrato l'Allegato A della delibera 17 maggio 2018, 285/2018/R/eel, prevedendo, in analogia a quanto previsto per i casi di mancato versamento alla CSEA del contributo a sostegno dei costi amministrativi, che il mancato versamento della contribuzione da parte delle imprese rientranti nelle classi di agevolazione VAL.x comporti l'automatica decadenza della dichiarazione e delle agevolazioni eventualmente già godute.

Sulla base dei dati disponibili aggiornati al 18 marzo 2022 l'energia complessivamente agevolata nel 2021 è pari rispettivamente a poco più di 56,1 TWh, per un totale di 10.296 punti di prelievo (di cui oltre 4.080 in bassa tensione, con incidenza trascurabile sui volumi di energia agevolata, che è ripartita circa a metà tra media e alta tensione) (Tav. 3.6).

TAV. 3.6 *Energia e punti di prelievo agevolati per le imprese energivore nel 2021*

TIPOLOGIE	PUNTI DI PRELIEVO		ENERGIA PRELEVATA	
	N.	%	TWh	%
Bassa tensione	4.080	39,6%	174	0,3%
Media tensione	5.866	57,0%	26.029	46,4%
Alta e altissima tensione	350	3,4%	29.927	53,3%
TOTALE	10.296	100,0%	56.130	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 nuovo regime per il 2021 (calcolato sulla base dei dati aggiornati al 18 marzo 2022) prevale nettamente l'effetto della "clausola VAL": 1.589 imprese (su 3.754) che usufruiscono di tale agevolazione, infatti, beneficiano del 78% circa del volume economico di agevolazione, mentre le rimanenti 2.165 imprese con agevolazione in "classe FAT" pesano per circa il 22% del volume di agevolazioni (Tav. 3.7).

TAV. 3.7 Ammontare annuo di mancata contribuzione alla componente A_{SOS} nel 2021

CLASSE DI AGEVOLAZIONE	N. DI IMPRESE	MILIONI DI EURO	%
FAT.1	2.043	274,3	20,0%
FAT.2	71	10,3	0,7%
FAT.3	51	22,4	1,6%
VAL.x	1.589	1.067,4	77,7%
TOTALE	3.754	1.374,4	100,0%

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

Regolamenti europei e Piani comunitari di sviluppo della rete

Integrazione del mercato all'ingrosso e implementazione dei regolamenti europei

Codici di rete e *guidelines* per il mercato elettrico

Si tratta di provvedimenti normativi di carattere tecnico funzionali al completamento del mercato interno dell'energia. Informalmente, i regolamenti possono essere raggruppati in tre grandi famiglie: di mercato, di connessione e di gestione della rete. L'elenco completo è riportato nella tavola 3.8.

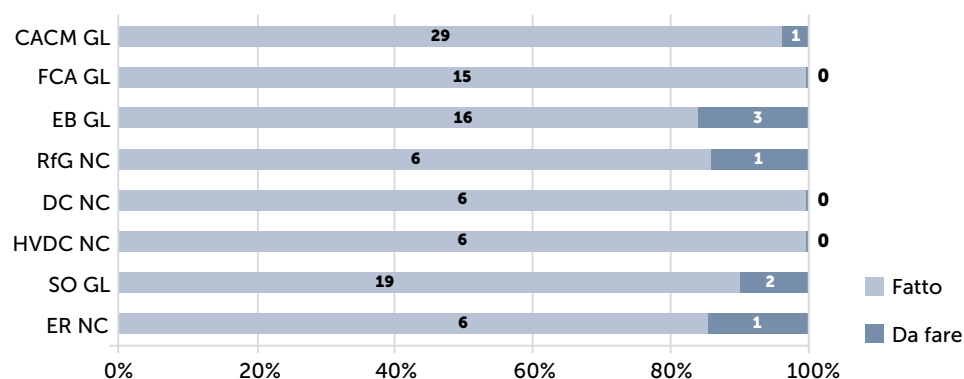
TAV. 3.8 Codici di rete e linee guida previsti dal regolamento (CE) 714/2019

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

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

Il processo di elaborazione delle metodologie è stato avviato nel 2015 in riferimento al regolamento CACM GL per poi essere esteso fra il 2016 e il 2017 a tutte le altre linee guida e codici di rete. La figura 3.1 riassume lo stato di implementazione a fine 2021. L’implementazione dei regolamenti FCA GL, DC NC e HVDC NC è ormai conclusa, mentre rimangono ancora da completare alcune metodologie lato CACM GL, SO GL e EB GL (per le quali si vedano i paragrafi specifici nel prosieguo) e da definire a livello nazionale la metodologia con i criteri dell’analisi costi e benefici per la *retrofitting* degli impianti di generazione esistenti ai sensi di RfG NC (che verrà sviluppata solamente nel momento in cui l’Autorità intenderà effettivamente valutare misure in tal senso) e la metodologia per l’esecuzione dei test con riferimento a ER NC (per la quale si attende da parte di Terna l’aggiornamento delle disposizioni del codice di rete).

FIG. 3.1 Stato di implementazione dei regolamenti europei al 31 dicembre 2021



Fonte: ARERA.

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

Le metodologie con valenza regionale sono approvate direttamente dalle competenti autorità di regolazione. A tal proposito i regolamenti CACM GL e FCA GL fanno riferimento alle cosiddette Regioni per il calcolo della capacità (*Capacity Calculation Regions – CCR*), ognuna rappresentante un insieme di confini fra zone di mercato

per le quali è opportuno attuare un calcolo coordinato della capacità di trasporto. L'Italia fa parte della CCR *Italy North*, che include le frontiere con Francia, Slovenia e Austria, e della CCR *Greece-Italy*, che include la frontiera con la Grecia e le frontiere fra le zone interne al territorio nazionale. L'Italia è altresì attenta agli sviluppi delle metodologie che riguardano la CCR *Core* (che include l'Europa Centrale dalla Francia fino alla Romania) in quanto, a tendere, il regolamento CACM GL prevede la fusione della CCR *Italy North* con la CCR *Core*. Con riferimento alle CCR di sua competenza, dal 2017 sono attive piattaforme di cooperazione regionale (rispettivamente INERRF – *Italy North Energy Regulators' Regional Forum* e GIERRF – *Greece-Italy Energy Regulators' Regional Forum*) nell'ambito delle quali sono assunte le decisioni in merito alle metodologie di competenza di queste regioni. Il regolamento SO GL prevede alcune metodologie riferite alle CCR (che sono quindi valutate nell'ambito dei forum regionali INERRF e GIERRF), mentre altre metodologie sono proprie di ciascuna area sincrona, ossia della porzione della rete europea che condivide la stessa frequenza. A tale proposito l'Italia è inclusa nell'area sincrona *Continental Europe*: per questo perimetro non è prevista una piattaforma di cooperazione *ad hoc*, ma di volta in volta si attivano specifiche forme di coordinamento fra le autorità di regolazione. Infine, il regolamento EB GL opera con geometria fortemente variabile a seconda delle metodologie coinvolte: si passa da perimetri che includono i soli stati membri che intendono utilizzare un dato prodotto di bilanciamento, a perimetri coincidenti con le CCR, a perimetri che tengono conto di accordi per lo scambio di risorse specifiche, fino a perimetri coincidenti con le aree sincrone. Anche in questo caso la modalità di cooperazione (al netto delle CCR per cui si utilizzano i forum regionali) è definita di volta in volta dalle autorità di regolazione coinvolte senza il ricorso ad alcuna piattaforma di cooperazione specifica.

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

In termini di durata, secondo una rigorosa lettura dei regolamenti, il processo complessivo potrebbe richiedere fino a un massimo di sedici mesi (sei mesi per la valutazione iniziale da parte delle autorità di regolazione, due mesi per i TSO e i NEMO per accomodare eventuali emendamenti, due mesi per le autorità per valutare questi emendamenti, sei mesi per l'eventuale decisione di ACER in caso di mancata unanimità) prorogabili di altri sei su richiesta delle autorità di regolazione.

Codici di mercato

Nel corso del 2021 l'implementazione dei codici di mercato ha visto l'adozione di diverse metodologie nell'ambito dei regolamenti CACM GL, FCA GL e EB GL, nonché il monitoraggio e il miglioramento delle metodologie adottate negli anni precedenti.

Forward capacity allocation (FCA GL)

Il regolamento FCA GL descrive i requisiti e i criteri per l'emissione e l'allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine (orizzonte temporale al più annuale) fra le zone di mercato interne all'Unione europea. Per l'Italia il regolamento in questione trova applicazione sulle frontiere con la Francia, l'Austria, la Slovenia e la Grecia; disposizioni analoghe a quelle previste dal regolamento FCA GL sono altresì in vigore sulla frontiera con la Svizzera in esito ad accordi bilaterali. Per le zone interne al territorio nazionale, invece, l'Autorità continua a basarsi sui prodotti di copertura ad oggi in vigore (CCC), in coerenza con la decisione assunta nel 2017 ai sensi dell'art. 30 del regolamento FCA GL e confermata nel corso del 2021 (delibera 16 novembre 2021, 504/2021/R/eel). Entrando nel merito dei termini, delle condizioni e delle metodologie, il 2021 ha visto l'Autorità impegnata prevalentemente in attività di monitoraggio e affinamento di quanto già adottato negli anni precedenti. In particolare, a livello europeo, ACER ha riadottato la metodologia per la ripartizione dei costi associati alla remunerazione dei diritti di trasmissione di lungo termine (decisione 12-2021), annullata per un vizio di forma dal *Board of Appeal*, e sono state aggiornate le regole di allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine (decisione 15-2021). Lato Autorità, invece, si è proceduto all'aggiornamento dell'Allegato regionale alle regole di allocazione dei diritti di trasmissione per la regione *Greece-Italy* (delibera 16 novembre 2021, 505/2021/R/eel) per tenere conto delle nuove tempistiche per il *curtailment* di tali diritti conseguenti all'avvio del *market coupling* con la Grecia a fine 2020.

Capacity allocation and congestion management (CACM)

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

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

A partire dal 21 settembre 2021 l'Italia si è unita al SIDC nella cosiddetta *third wave* con introduzione dell'allocazione continua infragiornaliera sulle frontiere con Francia, Austria e Slovenia e fra le zone interne al territorio nazionale, complementata da aste implicite attive anche sul confine con la Grecia. A tale proposito l'Autorità è intervenuta con disposizioni attuative necessarie per consentire l'avvio del SIDC (delibera 25 maggio 2021, 218/2021/R/eel), per verificare i relativi adempimenti contrattuali e approvare le regole di allocazione esplicita sulla frontiera Italia-Svizzera (delibera 7 settembre 2021, 371/2021/R/eel), non essendo più possibile continuare su quella frontiera con l'allocazione implicita attuata dal 2019.

Dal punto di vista delle metodologie previste dal regolamento CACM GL, il 2021 ha visto finalmente l'approvazione della metodologia di ripartizione dei costi delle azioni correttive per la regione *Italy North* (delibera 21 dicembre 2021, 606/2021/R/eel): si tratta di una soluzione temporanea basata su coefficienti di ripartizione proporzionali alle rendite di congestione, in vigore da inizio 2022 e destinata ad essere applicata fintanto che le azioni correttive saranno definite sulla base di procedure multilaterali fra i TSO; nel momento in cui, invece, sarà adottata una procedura di coordinamento centralizzata, occorrerà sviluppare una metodologia *ad hoc*, in linea con le previsioni previste in merito dal regolamento CACM e dal regolamento 943/2019. Rimane, invece, da approvare la metodologia per l'armonizzazione del calcolo della capacità (inizialmente prevista per fine 2020, ma posticipata per monitorare l'implementazione delle metodologie regionali, alcune delle quali non ancora del tutto attive).

Il 2021 ha visto altresì alcuni interventi di aggiornamento delle metodologie in essere: ACER ha rivisto le regole di ripartizione delle rendite di congestione (decisione 17 dicembre, 16-2021), per tenere conto di alcuni aspetti inerenti all'applicazione di un approccio *flow based*, e la definizione delle CCR (decisione 10 maggio, 4-2021), resasi necessaria a seguito dell'annullamento per vizio di forma da parte della Corte di giustizia europea della precedente decisione adottata nel 2016. L'Autorità, invece, ha aggiornato le procedure di *fallback* per la CCR *Italy North* (delibera 30 marzo 2021, 136/2021/R/eel) da utilizzarsi in caso in cui lo SDAC non sia in grado di addivenire a una soluzione. Analogo aggiornamento si era avuto nel 2020 per le procedure di *fallback* per la CCR *Greece-Italy*.

Il 2021 ha infine visto l'avvio della revisione del regolamento CACM GL, resasi necessaria per risolvere le problematiche di implementazione emerse nel corso degli anni e per allineare le previsioni del regolamento alle nuove disposizioni introdotte dal regolamento 943/2019. La discussione ha riguardato due filoni principali: gli aspetti di *governance* del *market coupling* con il ruolo per NEMO e TSO e le metodologie tecniche inerenti al calcolo della capacità, la revisione delle zone di mercato, la creazione di un modello comune della rete europea e l'attuazione di procedure di redispacciamento.

Lato *governance*, le principali proposte dell'Agenzia riguardano:

- l'applicazione di regole di voto a maggioranza qualificata per le decisioni congiunte dei NEMO e dei TSO, al fine di superare situazioni di stallo favorite dall'utilizzo della regola dell'unanimità;
- la creazione un unico organo decisionale congiunto dei NEMO e dei TSO che si occupi dell'indirizzo strategico del *market coupling*, al fine di coinvolgere in maniera paritetica nel processo decisionale tutti gli attori rilevanti;
- la creazione di un unico soggetto dotato di personalità giuridica (c.d. *Legal Single Entity*) a cui affidare la gestione operativa del *market coupling*, al fine di superare l'attuale modello decentrato di cooperazione tra NEMO;
- l'elaborazione di una metodologia comune a tutti gli Stati membri per la determinazione, ripartizione e recupero dei costi del *market coupling*, al fine di superare l'attuale frammentazione degli approcci nazionali;
- la revisione del regime di monopolio legale del NEMO, vigente in alcuni Stati membri tra cui l'Italia, entro 4 anni dall'entrata in vigore del regolamento, al fine di verificare la sussistenza delle ragioni economiche che giustificano tale assetto.

Per gli aspetti tecnici, invece:

- sono state ridiscusse le regole per l'identificazione delle CCR con l'intento di facilitare il cosiddetto *Advanced Hybrid Coupling* in cui la capacità messa a disposizione sui collegamenti in corrente continua compete con i generatori per l'accesso alla rete in alternata;

- si è valutato di limitare l'utilizzo di un approccio NTC per il calcolo della capacità alle sole configurazioni di tipo radiale in cui ciascun confine fra zone di mercato può essere considerato indipendente dagli altri (per l'Italia la configurazione delle zone nazionali rispetta questo criterio);
- l'utilizzo degli *allocation constraints* dovrebbe essere soggetto ad una analisi costi e benefici, in coerenza con quanto già applicato su base volontaria all'interno della CCR *Italy North*;
- è stata proposta una armonizzazione delle regole per il calcolo della capacità con l'intento di facilitare il monitoraggio del rispetto del livello minimo del 70% introdotto dal regolamento 943/2019;
- è stato proposto un nuovo processo di revisione delle zone di mercato per allinearle ai principi introdotti dal regolamento 943/2019;
- è stato suggerito di spostare tutte le previsioni in materia di modello comune della rete europea nel regolamento SO GL che già include principi generali in merito, al fine di evitare sovrapposizioni e duplicazioni;
- si è valutata la cancellazione di tutte le previsioni sul redispacciamento in quanto questo aspetto è già ampiamente trattato dalle procedure di coordinamento delle azioni correttive incluse nel regolamento SO GL; ciò riguarda anche le previsioni sulla ripartizione dei costi per le quali sono allo studio diverse soluzioni di armonizzazione.

Regolamento *Balancing* (BAL GL)

Il regolamento (EU) 2195/2017 stabilisce le modalità di implementazione del mercato di bilanciamento europeo, per quanto riguarda gli scambi di capacità ed energia di bilanciamento, nonché i criteri di armonizzazione in materia di *settlement* tra TSO e di valorizzazione degli sbilanciamenti.

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

Nel corso del 2021, l'Autorità, in coordinamento con i regolatori coinvolti nella piattaforma di bilanciamento TERRE, ha approvato un emendamento al quadro di implementazione della piattaforma, per adeguare il quadro legale alle tempistiche di implementazione del progetto e per definire i soggetti responsabili dell'esercizio della piattaforma stessa (delibera 13 luglio 2021, 304/2021/R/eel).

Per quanto riguarda le metodologie previste da EB GL, l'Autorità è stata coinvolta nei processi regionali delle CCR *Italy North* e *Greece-Italy*, per l'approvazione delle metodologie di allocazione della capacità transfrontaliera per lo scambio di capacità di bilanciamento o condivisione delle riserve di cui agli articoli 41 e 42 del regolamento EB GL, che prevedono, rispettivamente, una metodologia *market based* e una metodologia basata su criteri di efficienza economica per allocare parte della capacità transfrontaliera allo scambio di *balancing capacity*. Il coordinamento nei processi regionali ha portato alla richiesta di emendamento e alla successiva approvazione della metodologia di cui all'art. 41 di EB GL per la regione *Italy North* (delibere 26 gennaio 2021, 24/2021/R/eel e 15 giugno 2021, 251/2021/R/eel), nonché all'approvazione delle metodologie di cui agli articoli 41 e 42 di EB GL per la regione *Greece-Italy* (delibera 6 luglio 2021, 291/2021/R/eel).

L'Autorità ha inoltre partecipato, attraverso i gruppi di lavoro ACER, al processo di finalizzazione dell'analisi di impatti prevista dalla decisione ACER 17 giugno, n. 12-2020 sulla metodologia di allocazione co-ottimizzata della capacità di cui all'art. 40 di EB GL, nonché al processo decisionale per emendare la metodologia di *pricing* dell'energia di bilanciamento e della capacità di scambio, culminato nel 2022 con la decisione ACER 28 febbraio, n. 3-2022.

Sul fronte nazionale, nel corso del 2021 l'Autorità ha lavorato all'implementazione della decisione ACER 15 luglio, n. 18-2020 relativa all'armonizzazione delle regole per la valorizzazione degli sbilanciamenti. Tale implementazione ha previsto una riforma della disciplina nazionale degli sbilanciamenti, introducendo un meccanismo *single pricing* per tutte le tipologie di risorse, superando il modello *dual pricing* applicato alle unità abilitate. L'attività ha visto una consultazione pubblica (documento per la consultazione 6 luglio 2021, 292/2021/R/eel) e il relativo provvedimento finale (delibera 23 novembre 2021, 523/2021/R/eel), che ha stabilito l'avvio della nuova disciplina al 1° aprile 2022.

Codici di gestione delle reti

I regolamenti sulla gestione delle reti, entrati in vigore nel secondo semestre del 2017, stabiliscono disposizioni in merito all'esercizio della rete di trasmissione tanto negli stati di funzionamento normale e di allerta (SO GL) quanto in condizioni di emergenza e ripristino del sistema elettrico (ER NC).

Per quanto attiene al regolamento SO GL, il 2021 ha visto solamente interventi di manutenzione di metodologie già esistenti: ACER ha approvato la seconda versione dei principi generali a livello europeo per il coordinamento delle azioni correttive ai fini della sicurezza (decisione 14 giugno, n. 7-2021), mentre l'Autorità ha rivisto la metodologia per il coordinamento delle azioni correttive specifica per la CCR *Italy North* (decisione comune con gli altri regolatori della Regione a dicembre 2021, ratifica dell'Autorità con la delibera 18 gennaio 2022, 14/2022/R/eel).

Il regolamento ER NC, in quanto Codice di rete, fa limitato ricorso a termini, condizioni e metodologie sottoposte al vaglio delle autorità di regolazione. L'intervento del regolatore è, infatti, limitato solamente all'implementazione nazionale, attuata in Italia tramite modifiche al Codice di rete di Terna che l'Autorità ha approvato a fine 2019 e tramite ulteriori provvedimenti attuativi su *settlement* in condizioni di emergenza e meccanismo premiale per gli impianti inseriti nel piano di riaccensione adottati nel corso del 2020. Il 2021 ha visto, invece, l'introduzione di uno specifico meccanismo premiale per l'installazione dei dispositivi PSS per l'adeguamento alle disposizioni in materia di difesa del sistema elettrico (delibere 9 febbraio 2021, 44/2021/R/eel e 9 dicembre 2021, 568/2021/R/eel).

Codici di connessione

I codici di connessione definiscono i requisiti che devono soddisfare i vari utenti connessi al sistema elettrico, dai generatori (RFG NC), ai fornitori di servizi di *demand response* (DCC NC), agli operatori che esercitano collegamenti in corrente continua (HVDC NC). L'implementazione di tali codici avviene a livello nazionale senza richiedere alcuna forma di coordinamento a livello europeo: per maggiori dettagli in merito si rinvia al paragrafo sulle connessioni e l'accesso alla rete. Si segnala, tuttavia, che a fine 2021 ACER ha avviato il processo di revisione

dei codici RFG e DCC con l'intento di risolvere criticità che sono emerse durante l'implementazione e tenere conto delle evoluzioni tecnologiche (mobilità elettrica, accumuli) e regolatorie (comunità energetiche) occorse nel frattempo: le discussioni proseguiranno per il 2022 e il 2023.

Regolamento 943/2019

Il regolamento 943/2019, facente parte del più globale *Clean Energy Package*, ha rivisto significativamente i principi cardine del mercato elettrico, prevedendo, in particolare:

- un livello minimo di capacità del 70% fra le zone di mercato da offrire sui mercati;
- nuovi criteri per la revisione delle zone di mercato con il lancio di una revisione paneuropea;
- specifiche regole per l'adeguatezza del sistema con la redazione di specifiche metodologie a cura dei TSO;
- il rafforzamento della cooperazione fra i TSO con la creazione dei *Regional Coordination Centre* (RCC) al posto dei *Regional Security Coordinator* (RSC) introdotti con il regolamento SO GL;
- nuovi criteri per l'utilizzo da parte dei TSO delle rendite di congestione raccolte sui confini fra le zone di mercato.

ARERA è coinvolta direttamente nell'implementazione degli aspetti sopra elencati, sia attraverso la partecipazione ai gruppi di lavoro in seno ad ACER, nei quali sono discusse le varie tematiche, sia attraverso l'adozione di specifici provvedimenti a livello nazionale.

Livello minimo del 70%

La messa a disposizione del livello minimo del 70% fra le varie zone di mercato è obbligatoria per tutti i TSO dal 1° gennaio 2020, a meno di una specifica deroga concessa dalla competente autorità di regolazione nazionale. Giova tuttavia sottolineare come per un dato periodo rilevante la capacità offerta possa essere inferiore al 70% qualora non vi siano adeguate risorse correttive a disposizione per garantire la capacità associata al 70% (art. 16(3) del regolamento 943/2019).

Per l'anno 2020 l'Autorità ha concesso a Terna una deroga sia con riferimento alla CCR *Italy North* sia con riferimento alle zone interne al territorio nazionale in quanto gli strumenti per il monitoraggio del livello minimo di capacità erano ancora in fase di sviluppo. Per la CCR *Italy North* la deroga è stata confermata anche per l'anno 2021 (delibera 15 dicembre 2020, 551/2020/R/eel), mentre per le zone interne dal 2021 Terna è formalmente sottoposta all'obbligo: in queste zone, tuttavia, in tante situazioni la capacità è limitata dall'assenza di risorse adeguate per la regolazione di tensione, con conseguente applicazione dell'art. 16(3) del regolamento 943/2019 che, in questi casi, consente di offrire una capacità inferiore rispetto al 70%. Nel 2021, comunque, Terna ha completato lo sviluppo di appositi strumenti di monitoraggio del livello di capacità offerto fra le zone di mercato: dal 2 agosto 2021 per le zone interne è attivo un algoritmo di calcolo che fornisce in uscita un valore di capacità compatibile con il 70%, mentre dal 29 ottobre 2021 appositi meccanismi automatici di aggiustamento della capacità al livello minimo del 70% sono in essere sulle frontiere della CCR *Italy North*, lato importazione. Detti strumenti permetteranno a Terna di soddisfare il livello minimo nella maggioranza dei periodi rilevanti, con l'eccezione delle situazioni per le quali la capacità è limitata da esigenze di regolazione di tensione o da specifici *allocation constraints*. Ciò ha consentito di ridurre significativamente il perimetro della deroga che per il 2022 (vedasi delibera 21 dicembre 2021, 607/2021/R/eel) riguarderà solamente la capacità in esportazione sulla frontiera Nord

e i periodi rilevanti caratterizzati da *allocation constraints* (limitazioni che Terna preferisce mantenere in essere a priori temendo che in tempo reale non ci possano essere sufficienti azioni correttive: in questo caso non può trovare applicazione certa l'art. 16(3) del regolamento 943/2019 in quanto l'inadeguatezza delle azioni correttive è sospetta, ma non necessariamente accertata in tutti i casi).

Oltre alla concessione delle deroghe, l'Autorità è altresì chiamata a valutare ogni anno se Terna abbia o meno effettivamente rispettato l'obbligo del livello minimo del 70%. Nel 2021 è stato pubblicato il rapporto relativo all'anno 2020 (delibera 12 ottobre 2021, 420/2021/R/eel) nel quale si è data evidenza della situazione sui vari confini: ottimale lo *status* dell'interconnessione con la Grecia (100% della capacità offerta in tutte le ore in cui il collegamento è risultato disponibile), molto buona la situazione delle zone interne, con l'eccezione dell'interfaccia Centro Nord → Nord per la quale la capacità offerta è risultata sufficiente solamente nel 35% dei periodi rilevanti, e altrettanto positiva la situazione della frontiera Nord (con oltre il 78% delle ore con sufficiente capacità offerta). In ogni caso dal punto di vista legale per l'anno in questione Terna era tenuta al rispetto puntuale dell'obbligo solamente sull'interconnessione con la Grecia (obbligo rispettato), in quanto per tutti gli altri confini era coperta dalle deroghe concesse dall'Autorità.

Revisione delle zone di mercato

Oltre a introdurre nuovi principi per la revisione delle zone di mercato che confluiranno nella revisione del regolamento CACM GL, il regolamento 943/2019 ha avviato una specifica revisione delle zone a livello europeo. Il processo, avviato nel secondo semestre del 2019, ha visto nel 2020 l'approvazione da parte di ACER dei criteri per la valutazione delle varie configurazioni zonali. Mancano, invece, all'appello le effettive configurazioni zonali da analizzare, per identificare le quali ACER ha richiesto ai TSO di eseguire delle simulazioni sui prezzi nodali. L'elaborazione delle informazioni richieste si è estesa per tutto il 2021, i dati sono stati inviati a inizio 2022 e la decisione in merito da parte dell'Agenzia è prevista nel corso dell'anno.

Il processo coinvolge l'Italia limitatamente alla sola zona Nord, mentre le altre zone sono esentate avendo l'Autorità e Terna condotto nel 2018 un processo di revisione concretizzatosi nella configurazione zonale approvata dall'Autorità a marzo 2019 ed entrata in esercizio il 1° gennaio 2021.

Adeguatezza

A seguito delle previsioni del regolamento 943/2019, ENTSO-E ha sviluppato una metodologia per la determinazione del valore dell'energia non fornita (VoLL), del costo del nuovo entrante (CoNE) e dello standard di adeguatezza (RS) e una metodologia per la valutazione europea di adeguatezza (ERAA), approvate da ACER nel corso del 2020 con le decisioni n. 23-2020 e 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 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 permettere agli Stati membri di valutare la necessità di introdurre misure complementari al mercato dell'energia (ad esempio mercati della capacità). L'analisi può essere completata da valutazioni di adeguatezza a livello nazionale (NRAA).

Nel corso del 2021 ENTSO-E ha implementato, per la prima volta e in maniera semplificata, la metodologia ERAA⁴ e ne ha trasmesso gli esiti ad ACER per i seguiti di competenza. Considerato che la metodologia ERAA prevede un'implementazione graduale dei vari moduli del modello da completarsi entro la fine del 2023, ACER non ha potuto approvarne gli esiti in quanto il modello sottostante non è risultato essere del tutto in linea con le previsioni del regolamento 943/2019. Conseguentemente, ACER ha pubblicato la decisione 23 febbraio, n. 2-2022, nella quale ha fornito ad ENTSO-E alcune indicazioni puntuali in merito alle necessarie evoluzioni implementative del modello funzionali all'analisi da svolgersi nel 2022, attualmente in corso.

Regional coordination centres (RCC)

Il regolamento 943/2019 ha introdotto la figura degli RCC con l'intento di rafforzare la cooperazione fra i TSO già prevista con il terzo pacchetto energia. In particolare gli RCC sono chiamati, a partire dal 1° luglio 2022, a rimpiazzare gli RSC introdotti dal regolamento SO GL, con estensione dei compiti loro assegnati.

Il perimetro di attività degli RCC coincide con le *System Operation Regions* (SOR), la cui configurazione è proposta da ENTSO-E e sottoposta all'approvazione di ACER. Il processo di definizione delle SOR è stato, tuttavia, piuttosto travagliato: la prima decisione ACER in materia adottata nel 2020 è stata annullata per difetto di motivazione da parte del *Board of Appeal* in risposta ad un appello presentato da ENTSO-E che contestava l'inclusione della CCR SWE nella SOR *Central Europe* e richiedeva, invece, la costituzione di una SOR SWE come da loro inizialmente proposto. ACER ha quindi adottato una nuova decisione nel corso del 2021 (decisione n. 8-2021) che ha confermato l'inclusione della CCR SWE nella SOR *Central Europe*; la decisione è stata nuovamente impugnata per carenza di motivazione e difetto di procedura da parte di ENTSO-E; ACER con la decisione n. 13-2021 ha quindi ritirato la decisione n. 8-2021 e ha riaperto il procedimento per la definizione delle SOR con conclusione prevista ad aprile 2022. La riapertura ha tuttavia riguardato esclusivamente la questione della SOR SWE, mentre l'Agenzia ha dato ampie rassicurazioni in merito alla conferma dell'assetto di tutte le altre SOR, come identificato con la decisione n. 82021.

Nel frattempo, sulla base della prima decisione ACER del 2020, i TSO hanno iniziato a definire l'assetto degli RCC di ciascuna regione, presentando per approvazione ai regolatori la proposta di costituzione degli RCC stessi unitamente ai relativi statuti e regole di funzionamento. L'Italia è stata inserita direttamente nella SOR *Central Europe* per il tramite della zona Nord: l'Autorità ha, quindi, partecipato al processo di decisione in merito all'istituzione del relativo RCC, conclusosi a inizio 2021 (si veda la delibera 2 febbraio 2021, 33/2021/R/eel) con la nomina degli RSC esistenti, Coreso e TSCNET, come futuri RCC con operatività prevista da luglio 2022. Per le altre zone italiane, la proposta iniziale di ACER del 2020 prevedeva costituissero una interfaccia fra la SOR *Central Europe* e la SOR SEE (comprendente Grecia e Bulgaria). Nel corso del 2021 la situazione si è, però, significativamente evoluta: ACER con la decisione n. 8-2021 ha infatti riconosciuto la peculiarità dell'area di controllo di Terna, estesa su due differenti aree sincrone (Europa continentale e Sardegna) e l'ha pertanto inclusa sia nella SOR *Central Europe* sia nella SOR SEE, con piena partecipazione di Terna agli RCC di entrambe le regioni. L'Autorità ha quindi avviato una cooperazione con le altre autorità di regolazione coinvolte nella SOR SEE con l'intento di aggiornare la proposta di costituzione dell'RCC della regione prevedendo la piena partecipazione di Terna. I lavori stanno al momento proseguendo in via informale, in attesa della decisione definitiva sulla configurazione delle SOR.

⁴ Cfr. il link in www.entsoe.eu/outlooks/eraa/.

Rendite di congestione

L'art. 19 del regolamento 943/2019 ha previsto che le rendite di congestione siano primariamente utilizzate per la garanzia della disponibilità della capacità per gli scambi fra le zone di mercato o per mantenere e 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 n. 38-2020) la cui piena applicazione è prevista dal 2022 in riferimento al 2021. Nelle more della piena implementazione di tale metodologia, con la delibera 9 marzo 2021, 98/2021/R/eel, l'Autorità ha pubblicato i dati e le informazioni relativi all'anno 2020 con particolare riferimento al saldo mensile dei proventi e oneri derivanti dalle procedure di assegnazione della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione con l'estero (Tav. 3.9) confermando, anche sulla base delle informazioni fornite da Terna, l'utilizzo di tali proventi in linea con gli obiettivi prioritari di cui all'art. 19 del regolamento 943/2019.

TAV. 3.9 Rendite di congestione (€) alle frontiere relative all'anno 2020

CONFINE	AUSTRIA	FRANCIA	GRECIA	MONTENEGRO	SLOVENIA	SVIZZERA	TOTALE
€	10.758.626,03	127.535.706,69	23.660.318,10	10.991.738,26	14.852.647,40	83.340.462,20	271.139.498,68
Di cui quota parte Terna	5.379.313,02	63.767.853,35	11.830.159,05	5.495.869,13	7.426.323,70	41.736.690,60	135.636.208,84

Fonte: Terna.

Altri aspetti rilevanti

L'efficienza del mercato integrato non può prescindere dalla disponibilità di adeguata capacità di trasporto fra le varie zone di mercato. Lato Italia la situazione più critica riguarda l'interconnessione con la Grecia che dal 2012 è stata affetta da significative indisponibilità sia per manutenzione programmata (anche di carattere straordinario) sia per guasti dovuti a problematiche intrinseche all'infrastruttura o ad azioni meccaniche esterne. A tal proposito, nel 2018, in cooperazione con l'Autorità di regolazione greca, è stata avviata una apposita istruttoria conoscitiva che si è conclusa nel 2021 con la pubblicazione del rapporto definitivo (delibera 30 novembre 2021, 548/2021/E/eel) nel quale sono state analizzate le cause dei vari disservizi e con l'invio ai TSO di alcune raccomandazioni finalizzate fra l'altro alla valutazione, tramite analisi costi e benefici, dell'efficacia di alcune misure che possano mitigare il rischio di guasto o contenere i tempi di ripristino del collegamento. Questi ultimi, in particolare, si sono rivelati essere anche piuttosto lunghi a causa della necessità di reperire sul mercato la disponibilità di mezzi idonei per gli interventi sui collegamenti sui cavi sottomarini.

Infine l'Autorità ha un ruolo attivo nella gestione delle esenzioni inerenti alle iniziative private di sviluppo della capacità di interconnessione per il sistema elettrico. In particolare fino a ottobre 2021 l'Autorità verificava i relativi schemi contrattuali e, in cooperazione con le autorità di regolazione dei paesi coinvolti, analizzava le condizioni per il rilascio dell'esenzione, emanando un parere al competente Ministero che era titolato a rilasciare l'esenzione. A partire da novembre 2021, con l'adozione del decreto legislativo n. 8 novembre 2021, n. 210 di recepimento della direttiva 2019/944 e di attuazione delle disposizioni del regolamento 943/2019, l'Autorità è diventata direttamente responsabile del rilascio delle esenzioni. Nell'ambito delle esenzioni, nel 2021 sono stati

approvati gli schemi di contratto per la gestione tecnica dell'*interconnector* Piemonte Savoia (delibera 13 aprile 2021, 149/2021/R/eel) e per la gestione tecnica e commerciale dell'*interconnector* Passo Resia (delibera 3 agosto 2021, 362/2021/R/eel), entrambi realizzati nell'ambito delle disposizioni di cui alla legge n. 23 luglio 2009, n. 99. Infine, con la delibera 9 novembre 2021, 485/2021/R/eel, è stato concluso il procedimento relativo alla revisione della durata dell'esenzione per l'iniziativa privata di Eneco Valcanale, con invio al Ministero per la transizione ecologica della relativa analisi dalla quale si evince l'assenza di motivazione tale da giustificare la riduzione del periodo di esenzione rispetto a quanto inizialmente previsto nel 2010.

Investimenti in nuove infrastrutture di trasmissione

Consultazione dello schema di Piano di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale 2021

L'Autorità, con il comunicato del 9 agosto 2021, ha avviato la consultazione dello schema di Piano di sviluppo 2021 ai sensi dell'art. 36 del decreto legislativo n. 1° giugno 2011, n. 93, e sulla base di quanto disposto con la delibera 4 novembre 2016, 627/2016/R/eel, prevedendo la scadenza della consultazione il 19 ottobre 2021.

Come di consueto, contestualmente al comunicato, è stata pubblicata la documentazione del Piano di sviluppo e il *format* per l'invio delle osservazioni. In particolare, in linea con le disposizioni del parere 22 dicembre 2020, 574/2020/R/eel, fra la documentazione sottoposta a consultazione pubblica, è stato reso disponibile un rapporto di Terna con analisi costi benefici e altri approfondimenti sul collegamento HVDC Sicilia-Campania (*East Link*).

L'Autorità ha richiesto a Terna di organizzare un *webinar* pubblico sul Piano, che si è tenuto il 6 ottobre 2021. Prima del *webinar*, i soggetti interessati hanno avuto la possibilità di far pervenire a Terna quesiti specifici sullo schema di Piano decennale, entro il 21 settembre 2021.

Undici soggetti (AIGET, Anie Energia, CurrENT, Edison, Elettricità Futura, Enel, Energia Libera, Eni, EP Produzione, SEA Favignana, UNIEM) hanno presentato osservazioni allo schema di Piano, che sono state rese pubblicamente disponibili, assieme alle risposte e alle contro osservazioni di Terna.

Monitoraggio dell'implementazione dei Piani di sviluppo

L'Autorità ha monitorato l'implementazione dei precedenti Piani di sviluppo ed effettuato verifiche di coerenza tra il Piano di sviluppo nazionale e il *Ten Year Network Development Plan 2020* di ENTSO-E, anche inviando i propri contributi alle opinioni di ACER n. 4-2021 del 3 maggio 2021 sui progetti contenuti nello schema di *Ten Year Network Development Plan* di ENTSO-E 2020 e n. 5-2021 del 19 luglio 2021 sui Piani di sviluppo nazionali.

Contributi dell'Autorità al processo di selezione dei progetti di interesse comune

In linea con le disposizioni del regolamento (UE) 347/2013 c.d. *Trans-European Networks for Energy*, l'Autorità ha fornito le proprie valutazioni sui progetti candidati a diventare progetti di interesse comune, ossia i più importanti progetti di infrastrutture energetiche con impatto transfrontaliero, che intendono costruire un mercato interno dell'energia dell'Unione europea più integrato e resiliente e perseguire gli obiettivi in materia di energia e clima, e che devono essere una priorità per i Piani di sviluppo nazionali.

In esito al processo di selezione, il 19 novembre 2021 la Commissione europea ha pubblicato la quinta lista di progetti di interesse comune, che include i seguenti progetti di interconnessione tra l'Italia e i paesi vicini:

- PCI 2.4 Codrongianos (IT)-Lucciana (FR)-Suvereto (IT), SA.CO.I.3;
- PCI 2.14 Thusis/Sils (CH)-Verderio Inferiore (IT), *Greenconnector*;
- PCI 2.33 Sicily (IT)-Tunisia node (TN), ELMED, già numerato come PCI 3.27.

Tutela dell'ambiente e innovazione

Fonti rinnovabili

Promozione della tutela dell'ambiente: rinnovabili, cogenerazione e generazione distribuita

Negli ultimi anni, gli sviluppi normativi e regolatori relativi agli impianti di produzione di energia elettrica di generazione distribuita (impianti di produzione connessi alle reti di distribuzione), nonché relativi agli impianti alimentati da fonti rinnovabili e agli impianti cogenerativi (entrambe le tipologie di impianti di produzione molto spesso rientrano nell'insieme degli impianti di generazione distribuita), e in relazione alla corrispondente produzione e immissione in rete di energia elettrica, sono finalizzati alla maggiore integrazione nella generale normativa e regolazione previste per tutti gli impianti di produzione di energia elettrica (distinguendo sempre meno, *de facto*, tra tipologie impiantistiche e/o fonti di alimentazione e/o dati di potenza degli impianti di produzione).

Nella presente sezione della *Relazione Annuale* si descrivono interventi regolatori dell'Autorità specificatamente previsti per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e si rimanda alle relative sezioni della *Relazione Annuale* con riferimento a tematiche anche di competenza degli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili: in particolare, si rimanda alla disciplina della regolazione delle UVAM e dei relativi progetti pilota, alla regolazione dello scambio dati tra TSO, DSO e SGU, all'erogazione del servizio di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete, alle disposizioni tecniche per la connessione degli impianti di produzione di energia elettrica e alla regolazione per implementare il Modello Unico per la connessione degli impianti fotovoltaici di potenza fino a 50 kW.

Aggiornamenti relativi agli incentivi previsti nel caso di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili realizzati nelle isole non interconnesse

La delibera 6 novembre 2018, 558/2018/R/efr, con cui si stabiliscono gli incentivi per la produzione di energia elettrica e termica da fonti rinnovabili per gli impianti installati nelle isole non interconnesse, prevede, oltre ad alcuni aggiornamenti automatici da predisporre con determinate del Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingresso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità (prezzo annuo "gasolio auto", valore annuo attribuito all'energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito, aggiornamento incentivi a seguito dell'aggiornamento del valore del WACC – aggiornamenti tutti descritti di seguito), che ogni tre anni, previa consultazione, si proceda a rivedere le formule alla base del calcolo degli incentivi. Si evidenzia che, teoricamente, il primo aggiornamento sarebbe dovuto avvenire con riferimento all'anno di competenza 2022.

Considerando che:

- il decreto ministeriale 14 febbraio 2017 di incentivazione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili installati nelle isole non interconnesse definiva gli obiettivi minimi al 2020 e prevedeva che con successivo decreto si sarebbe proceduto a definire gli obiettivi per gli anni successivi, e
- in attuazione del recepimento della direttiva (UE) 2018/2001 (RED II), il decreto legislativo n. 8 novembre 2021, n. 199 prevede che il Ministro della transizione ecologica proceda a definire gli incentivi per gli anni futuri in relazione a tutte le fonti rinnovabili,

si è ritenuto opportuno prevedere, mediante determinate del Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingresso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità, solo l'aggiornamento automatico dei valori di cui alle Tabelle 2, 3 e 4 per effetto del valore del WACC 2022-2027 (aggiornato con la delibera 23 dicembre 2021, 614/2021/R/com), del valore annuale relativo al 2022 da utilizzare per il prezzo "gasolio auto" e del valore annuale relativo al 2022 attribuito all'energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito, rinviando, a seguito dell'approvazione del futuro decreto ministeriale di incentivazione, l'aggiornamento delle formule di determinazione degli incentivi per la produzione di energia elettrica e termica da fonti rinnovabili per gli impianti installati nelle isole non interconnesse.

In particolare:

- la determina DMEA/EFR/1/2022 ha aggiornato la remunerazione spettante, ai sensi della delibera 558/2018/R/efr, nel caso di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili realizzati nelle isole non interconnesse che entrano in esercizio a partire dal 1° gennaio 2022;
- la determina DMEA/EFR/2/2022 ha aggiornato, ai sensi della delibera 558/2018/R/efr, il valore attribuito all'energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito e il termine $C_{\text{gasolio_auto}}$ nel caso di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili realizzati nelle isole non interconnesse e relativi all'anno 2022.

Con riferimento agli incentivi per la produzione di energia elettrica e termica da fonti rinnovabili per gli impianti installati nelle isole non interconnesse, l'Autorità con la delibera 558/2018/R/efr, in attuazione del decreto ministeriale 14 febbraio 2017, ha provveduto a definire la remunerazione, per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, di nuova realizzazione ovvero oggetto di riattivazione, installati nelle isole non interconnesse, prevedendo che:

- la remunerazione dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili sia riconosciuta per un periodo di 20 anni e sia:

- di tipo *feed in tariff* per la quota di energia elettrica incentivata effettivamente immessa in rete. La remunerazione unitaria per tale quota di energia elettrica è pari alla tariffa base di seguito descritta;
- di tipo *feed in premium* per la quota di energia elettrica incentivata istantaneamente consumata in sito. La remunerazione unitaria per tale quota di energia elettrica è pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa base di seguito descritta e il valore attribuito all'energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito.

A tal fine il produttore può scegliere tra le seguenti due opzioni di remunerazione:

- remunerazione basata su una tariffa base (pari al costo evitato efficiente di cui alla Tabella 1 dell'Allegato A alla delibera 558/2018/R/efr e differenziato per ciascuna isola non interconnessa), entro il valore minimo e il valore massimo differenziati per classi di potenza di cui alla Tabella 2 del medesimo Allegato A alla delibera 558/2018/R/efr;
- remunerazione basata su una tariffa base pari al valore differenziato per classi di potenza e per gruppo di isole di cui alla Tabella 3 del medesimo Allegato A alla delibera 558/2018/R/efr;
- la remunerazione dell'energia termica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili sia riconosciuta in un'unica soluzione e sia:
 - nel caso delle pompe di calore per la produzione di acqua calda sanitaria, pari al 50% della spesa sostenuta per l'acquisto e
 - nel limite massimo di 500 €, nel caso di prodotti con capacità inferiore o uguale a 150 litri;
 - nel limite massimo di 800 €, nel caso di prodotti con capacità superiore a 150 litri;
 - nel caso di impianti solari termici, pari al minimo tra il valore di cui alla Tabella 4 dell'Allegato A alla delibera 558/2018/R/efr e il 65% della spesa sostenuta per l'acquisto.

La delibera 558/2018/R/efr prevede, inoltre, che:

- i valori del termine $C_{\text{gasolio_auto}}$ di cui alla Tabella 1 dell'Allegato A alla delibera 558/2018/R/efr e il valore attribuito all'energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito sono aggiornati entro il 31 gennaio di ogni anno con determina del Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità e trovano applicazione per il medesimo anno nel quale è stato effettuato l'aggiornamento;
- i valori di cui alle Tabelle 2, 3 e 4 dell'Allegato A alla delibera 558/2018/R/efr siano soggetti a revisione automatica, effettuata dal Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità con propria determina, a fronte di eventuali aggiornamenti dei parametri che compongono il valore del WACC, oltre che a una complessiva revisione su base triennale previa consultazione da parte dell'Autorità;
- la formula di cui alla Tabella 1 e i valori di cui alle Tabelle 2, 3 e 4 dell'Allegato A alla delibera 558/2018/R/efr sono soggetti a complessiva revisione su base triennale, previa consultazione. La formula e i valori rivisti sono applicati solo agli impianti che entreranno in esercizio da una data, da definirsi, successiva alle revisioni.

Progetti pilota e sperimentazioni

Servizi ancillari locali

Con la delibera 3 agosto 2021, 352/2021/R/eel, la sperimentazione è stata estesa all'approvvigionamento dei servizi ancillari locali, necessari o utili a gestire in modo efficiente e sicuro la rete di distribuzione. La sperimentazione viene effettuata per il tramite di progetti pilota predisposti dalle imprese di distribuzione, secondo uno schema concettualmente simile a quello adottato per i servizi ancillari globali nell'ambito della delibera 300/2017/R/eel,

prevedendo il coinvolgimento di operatori individuati sulla base di clausole non discriminatorie che consentano la più ampia partecipazione possibile, nell'ottica della neutralità tecnologica (pertanto, anche questi progetti pilota hanno la valenza di "regolazione pilota").

Ai fini della sperimentazione, i distributori (DSO) devono anzitutto svolgere alcune attività preliminari, tra cui: identificare i servizi ancillari locali e gli obiettivi cui sono funzionali, le loro caratteristiche e il relativo fabbisogno; identificare le utenze che possono erogare detti servizi e le soluzioni tecnologiche utilizzabili, in particolare al fine di valutare l'esistenza di un potenziale mercato e del suo grado di concorrenzialità; valutare le specifiche dei dispositivi che devono essere installati presso le utenze (siano esse di produzione o di consumo), privilegiando soluzioni aperte modulari e non proprietarie che consentano l'erogazione del servizio e il monitoraggio remoto delle prestazioni rese, anche tenendo conto di quanto già contenuto nelle norme CEI vigenti; valutare le esperienze e le soluzioni già studiate o sperimentate in ambito nazionale e internazionale, nonché perseguire l'utilizzo di possibili finanziamenti europei in materia. Per quanto riguarda i criteri e i principi a cui attenersi nell'approvvigionamento dei servizi, il DSO deve tenere conto di quanto previsto dalla direttiva 2019/944 (con particolare riferimento all'approvvigionamento di servizi ancillari locali secondo procedure trasparenti, non discriminatorie e basate su criteri di mercato), mantenendo la coerenza con quanto già previsto dalla delibera 300/2017/R/eel relativamente ai servizi ancillari globali (con particolare riferimento alle procedure per l'abilitazione e alle modalità di approvvigionamento delle risorse). Infine, il progetto prevede un coordinamento tra i DSO proponenti al fine di evitare fin da subito soluzioni difformi per la medesima finalità, nonché un coordinamento tra DSO e Terna per garantire, in generale, l'integrazione tra l'approvvigionamento delle risorse per i servizi globali e l'approvvigionamento delle risorse per i servizi locali; nello specifico, in tutti i casi in cui l'approvvigionamento dei servizi locali comporti la necessità di modificare i programmi presentati dai responsabili del bilanciamento (BRP), i DSO devono coordinarsi con Terna al fine di mantenere il BRP finanziariamente neutrale rispetto alle movimentazioni effettuate nell'ambito del servizio reso.

Sperimentazione per la ricarica dei veicoli elettrici in luoghi non accessibili al pubblico

Anche sulla base dei risultati ottenuti nell'ambito dell'indagine descritta in precedenza in merito ai sistemi di ricarica, a dicembre 2020 era stata approvata la delibera 15 dicembre 2020, 541/2020/R/eel, con cui veniva avviata, a partire dal 1° luglio 2021, l'iniziativa sperimentale già illustrata nella precedente *Relazione Annuale* (al Capitolo 3 del Volume 2) tesa a favorire la ricarica privata di veicoli elettrici.

I principali obiettivi di tale sperimentazione possono essere sintetizzati in cinque punti:

- valorizzare le caratteristiche di flessibilità offerte dai contatori elettronici, di prima e di seconda generazione, già installati in tutte le case degli italiani;
- orientare il mercato verso la scelta di dispositivi di ricarica *smart*, cioè tali da consentire anche la fornitura di servizi di dispacciamento (in sinergia con quanto previsto anche dal DM n. 30 gennaio 2020 sul *vehicle to grid*), anche perché una maggiore flessibilità dei carichi può consentire migliori opportunità di integrazione con la produzione di energia da fonti rinnovabili;
- applicare concretamente i principi dello *smart charging*, per offrire nuovi servizi sfruttando al meglio le infrastrutture di rete esistenti;

- raccogliere elementi utili a studiare meglio il fenomeno della ricarica privata (e valutare il mantenimento di questa misura anche oltre l'anno 2023);
- valutare la possibilità di estendere la misura anche ad altre tecnologie (per esempio a soluzioni di *storage* domestico di energia elettrica, in virtù del principio di neutralità tecnologica).

La gestione operativa di tale iniziativa è stata affidata alla società GSE alla quale, dal 3 maggio 2021, i clienti interessati possono presentare richiesta di ammissione, allegando documentazione relativa all'effettiva installazione di un dispositivo di ricarica (c.d. *wallbox*) di tipo *smart*, cioè rispondente ai requisiti minimi di connettività bidirezionale alla rete internet specificati nella delibera. Al fine di agevolare i clienti nella scelta di tali *wallbox smart*, Arera e GSE hanno rispettivamente previsto e coordinato la costruzione e pubblicazione online di un elenco di dispositivi di ricarica riconosciuti idonei per la sperimentazione; a fine dicembre 2021 in tale elenco risultavano accreditati oltre 300 dispositivi, prodotti da 30 diversi costruttori.

Nel corso dei primi otto mesi di funzionamento, GSE ha ricevuto 885 richieste di adesione alla sperimentazione, di cui il 58% ha potuto essere effettivamente accolto, in quanto rispondente a tutti i requisiti indicati dalla delibera e completo di tutta la documentazione tecnica. La distribuzione geografica delle richieste accolte mostra una forte concentrazione al Nord (oltre il 60%, a fronte di circa il 25% al Centro e il 15% al Sud).



CAPITOLO

4



**REGOLAZIONE
NEL SETTORE
DEL GAS NATURALE**

SETTORIALE

Regolazione delle reti e del sistema gas

Servizi di bilanciamento

Disciplina del *settlement*

Con la delibera 16 novembre 2021, 496/2021/R/gas, l'Autorità ha approvato modifiche e integrazioni al "Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale" o TISG funzionali al recepimento della delibera 28 marzo 2019, 114/2019/R/gas, con l'eliminazione dell'obbligo di conguaglio delle componenti a copertura delle perdite di rete e del gas non contabilizzato in esito alle sessioni di aggiustamento e l'introduzione dei conguagli dei corrispettivi variabili CV_U e CV_{FC} . Inoltre, sempre in tema di determinazione e liquidazione delle partite economiche di aggiustamento, è stato portato al terzo mese successivo il termine attualmente previsto ai commi 22.3, 23.3 e 24.4 del TISG in accoglimento della richiesta avanzata dal responsabile del bilanciamento di una maggiore coerenza alle procedure in vigore.

In linea con le delibere precedenti inerenti alla stessa tematica, con la delibera 20 aprile 2021, 161/2021/R/gas, è stato dato mandato alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) di corrispondere a Snam Rete Gas, in qualità di responsabile del bilanciamento, entro il 31 maggio 2021, l'importo di 63.470.108,83 euro in relazione agli esiti della sesta sessione di aggiustamento effettuata ai sensi della delibera dell'Autorità 5 ottobre 2017, 670/2017/R/gas. Mentre, con la delibera 30 novembre 2021, 542/2021/R/gas, l'Autorità ha approvato disposizioni per la corresponsione da parte di Snam Rete Gas, in qualità di responsabile del bilanciamento, nei confronti di CSEA, entro il 15 dicembre 2021, del saldo netto pari a 3.836.251,75 euro relativo agli esiti della settima sessione di aggiustamento effettuata ai sensi della delibera 670/2017/R/gas.

Servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione

Accesso al servizio di trasporto

La società TAP AG ha ottenuto nel 2013 l'esenzione da alcune norme europee (accesso a terzi, tariffe regolate e *unbundling*), a condizioni fissate dalla c.d. *Final Joint Opinion*, un documento approvato congiuntamente dalle Autorità di regolazione di Italia (ARERA)¹, Grecia (RAE) e Albania (ERE). Tra le condizioni imposte, la società TAP AG deve condurre almeno ogni due anni un *Market Test* per verificare l'interesse del mercato a prenotare capacità di trasporto con contratti *long term* tra i punti di *entry* e di *exit* del gasdotto stesso. In caso di esito positivo del *Market Test* (nonché delle verifiche sulla fattibilità tecnico-economica delle richieste), la società TAP AG ha l'obbligo di costruire un incremento di capacità dagli attuali 10 miliardi di smc/anno fino alla massima capacità di espansione di 20 miliardi di sm³/anno.

¹ Delibera 6 giugno 2013, 249/2013/R/gas.

Successivamente al 2013 la normativa europea si è evoluta e in particolare è stato emanato il regolamento (UE) 459/2017 del Parlamento europeo e del Consiglio del 16 marzo 2017 (c.d. CAM NC) che, oltre all’allocazione di capacità esistente, contiene disposizioni specifiche relative alla realizzazione di capacità incrementale, prevedendo anch’esso una procedura biennale (con avvio, in generale, negli anni dispari).

Alla luce del mutato contesto normativo e su richiesta delle Autorità, TAP a partire dal 2019 (anno in cui è stato lanciato il primo *Market Test*) coordina (per quanto possibile) la procedura di *Market Test* prevista dalla *Final Joint Opinion* con la procedura di capacità incrementale disciplinata dal CAM NC).

Nel quadro del contesto sopra descritto, con la delibera 11 maggio 2021, 189/2021/R/gas, l’Autorità, congiuntamente con i regolatori di Grecia (RAE) e Albania (ERE), ha approvato la proposta di incremento di capacità presentata da TAP, SRG e DESFA relativa alla procedura di capacità incrementale avviata nel luglio 2019. Con la medesima delibera, inoltre, l’Autorità ha modificato la delibera 17 luglio 2002, 137/02, al fine di prevedere che gli scostamenti presso i punti di entrata e uscita interconnessi con l’estero siano valutati nella stessa unità di misura delle nomine degli utenti (kWh). Con la delibera 28 giugno 2021, 273/2021/R/gas, l’Autorità, sempre congiuntamente con le Autorità di regolazione di Albania (ERE) e Grecia (RAE), ha approvato il documento “*Guidelines for the 2021 Market Test of Trans Adriatic Pipeline*” con il quale si avvia un nuovo *Market Test* per il 2021.

Con la delibera 14 gennaio 2021, 3/2021/R/gas, l’Autorità è intervenuta sulle modalità applicative della disciplina dei corrispettivi di scostamento dovute a prelievi attribuiti presso punti di riconsegna della distribuzione che sono risultati anomali in esito alle sessioni di *settlement*. Nello specifico, è stato dato il nulla osta, per quanto di competenza, a Snam Rete Gas a procedere all’applicazione dei corrispettivi di scostamento secondo i criteri descritti da una procedura predisposta dall’impresa di trasporto maggiore (Allegato A alla suddetta delibera) che prevede sostanzialmente che gli utenti del bilanciamento possano presentare richiesta di rideterminazione dello scostamento, corredata da apposita documentazione a supporto della stessa, secondo modalità e tempistiche definite in un’apposita procedura operativa resa disponibile sul sito internet del responsabile del bilanciamento. Con la medesima delibera è stato previsto, altresì, che le imprese di trasporto minori, ove necessario, possano adottare misure analoghe a quelle contenute nella proposta del responsabile del bilanciamento.

Con la delibera 27 luglio 2021, 324/2021/R/gas, l’Autorità ha aggiornato la disciplina, contenuta nella delibera 137/02, in materia di conferimenti di capacità annua presso i punti interconnessi con l’estero, diversi dai punti interconnessi con paesi appartenenti all’Unione europea e con la Svizzera. Più precisamente, i punti interessati dall’aggiornamento sono stati quelli di Mazara del Vallo (collegamento con l’Algeria) e Gela (collegamento con la Libia), per i quali è stata introdotta la possibilità (a determinate condizioni) di presentare una richiesta di conferimento di capacità annua anche ad anno termico avviato secondo il criterio temporale del *first come first served* (FCFS).

Con la delibera 30 settembre 2021, 409/2021/R/gas, sono state definite le disposizioni inerenti all’erogazione del servizio di default di trasporto sulle reti regionali a seguito del mancato svolgimento delle procedure concorsuali per l’individuazione di fornitori transitori.

Riforma della disciplina del conferimento di capacità

Con la delibera 30 marzo 2021, 134/2021/R/gas, l'Autorità ha rinviato al 1° ottobre 2022 l'entrata in vigore della riforma di conferimento della capacità di trasporto di cui alla delibera 16 aprile 2019, 147/2019/R/gas, anche al fine di sottoporre le nuove modalità di determinazione delle capacità di trasporto ai *city gate* ad un periodo di test. Pertanto, è stato previsto di avviare, con l'inizio dell'anno termico 2021-2022, una fase di sperimentazione nella quale testare tutti gli scambi informativi e le procedure funzionali al buon esito del processo di allocazione della capacità e delle connesse verifiche di capienza delle garanzie degli utenti, confermando la vigenza di quanto previsto dalla delibera 137/02 per quanto attiene al conferimento di capacità ai *city gate* e ai corrispettivi di scostamento. È stato, quindi, stabilito che il responsabile del bilanciamento e il Gestore del Sistema informativo integrato trasmettessero entro il 1° luglio 2021, per l'approvazione con determina del Direttore della Direzione Mercati Energetici e Sostenibilità Ambientale e del Direttore della Direzione Mercati *Retail* e Tutela dei Consumatori di Energia, una proposta condivisa dell'organizzazione della sperimentazione e del relativo monitoraggio. Tale proposta è stata approvata con la determina – DMEA DMRT, 1° ottobre 2021, 3/2021 in quanto rispondente ai principi espressi nella delibera 134/2021/R/gas, pur precisando la necessità di garantire la possibilità di testare più valori per lo Z_{cg} e la P_{max} , e di informare ampiamente e tempestivamente tutti i soggetti interessati circa i contenuti della suddetta, nonché gli uffici degli esiti del monitoraggio.

Gestione del delta^{IO}

Con il documento per la consultazione 3 agosto 2021, 357/2021/R/gas, l'Autorità ha proposto l'introduzione di un meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione circa i volumi a copertura della differenza tra i quantitativi immessi ai punti di uscita della rete di trasporto interconnessi con reti di distribuzione (*city gate*) e quelli prelevati dai clienti finali serviti dai medesimi punti. Il suddetto documento per la consultazione fa seguito alla delibera 8 febbraio 2018, 72/2018/R/gas, con cui l'Autorità ha approvato la nuova disciplina in materia di *settlement* gas rinviando a successivo provvedimento l'introduzione del meccanismo di responsabilizzazione. In particolare, il meccanismo che è stato prospettato prevede un approccio semplificato per la valutazione delle *performance* delle imprese di distribuzione, volto a trattare gli aspetti macroscopici del fenomeno attraverso l'introduzione di incentivi economici, nelle more della definizione di un meccanismo di responsabilizzazione più articolato. In una prima fase, quindi, sulla base delle informazioni ad oggi disponibili, il documento per la consultazione ha prospettato di procedere individuando valori di delta^{IO} rappresentativi di una situazione di manifesta e macroscopica inefficienza dell'impresa di distribuzione, a fronte della quale si reputa legittimo porre a carico della stessa una parziale quota del costo che il valore del delta^{IO} determina per il sistema. Gli aspetti principali del meccanismo, delineati nel documento per la consultazione, prevedono:

- la suddivisione dei *city gate* in raggruppamenti omogenei secondo la dimensione, ovvero sulla base dei volumi prelevati dalla rete di distribuzione, e la collocazione geografica;
- la determinazione di un livello di riferimento oltre il quale i livelli di delta^{IO} sono considerati non efficienti, con l'individuazione di quei *city gate* i cui valori di delta^{IO} si discostano in misura rilevante dal comportamento del raggruppamento omogeneo di *city gate* cui appartengono;
- il calcolo del valore di delta^{IO} rilevato presso il *city gate* o $DIO_{\text{effettivo}}$ su un orizzonte temporale di tre anni, sulla base dei dati relativi alla più recente sessione di aggiustamento pluriennale per il primo e il secondo anno e sulla base dell'ultima sessione di aggiustamento annuale per il terzo anno del triennio, al netto delle perdite

localizzate e dei prelievi fraudolenti rilevati nel triennio, con l'obiettivo di sterilizzare gli effetti legati a fenomeni eccezionali ed incentivare le imprese di distribuzione alla gestione di questi fenomeni;

- il confronto tra il $DIO_{\text{effettivo}}$ e i valori di riferimento ammissibili (minimo e massimo) e il successivo calcolo della penalizzazione economica in proporzione alla differenza di questi due termini, valorizzata per il tramite dello stesso parametro adottato per la rete di trasporto nell'ambito del meccanismo di responsabilizzazione nella gestione del Gas non contabilizzato o GNC (di cui all'art. 30-bis, comma 1 della RTTG), ovvero 3,33 €/MWh;
- un'integrazione del quadro regolatorio in tema di prelievi fraudolenti e perdite localizzate (gas fuoriuscito nei casi di emergenza di servizio o nei casi di danneggiamento di condotte o impianti della rete di distribuzione).

Accesso al servizio di stoccaggio

Con la delibera 2 marzo 2021, 79/2021/R/gas, l'Autorità ha dato mandato al Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale di aggiornare le formule per il calcolo dei prezzi di riserva e trasmetterle alle imprese di stoccaggio; anche per l'anno termico dello stoccaggio 2021-2022, per i servizi di modulazione, in ciascuna procedura di allocazione, i partecipanti sono chiamati a presentare la loro offerta per la capacità di stoccaggio, per i servizi di modulazione uniforme e di punta, articolata in due diversi prodotti:

- uno che prevede la disponibilità della capacità di iniezione dal mese successivo a quello di conferimento sino al termine della fase di iniezione (prodotto stagionale);
- un altro che considera la disponibilità di capacità di iniezione nel solo mese successivo a quello di conferimento (prodotto mensile).

Tali disposizioni per il conferimento della capacità per l'anno termico dello stoccaggio 2021-2022 completano il quadro della disciplina in materia, attuando, per quanto di competenza dell'Autorità, quanto previsto dal decreto 12 febbraio 2021 del Ministro dello sviluppo economico, con il quale è sostanzialmente confermato l'assetto previgente del servizio di stoccaggio, anche per il 2021-2022.

Con la delibera 18 maggio 2021, 202/2021/R/gas, l'Autorità ha successivamente riorganizzato, in senso evolutivo, le disposizioni dell'art. 29 del RAST in materia di incentivi alle imprese di stoccaggio per la messa a disposizione di prestazioni di breve periodo. A tal proposito, già con la delibera 2 febbraio 2021, 31/2021/R/gas, l'Autorità aveva confermato fino al 31 marzo 2021 l'incentivazione avviata in via sperimentale con riferimento: 1) ai servizi di cui all'art. 12, comma 1 del RAST (capacità *unbundled* di spazio, iniezione ed erogazione su base mensile, settimanale, giornaliera ed infragiornaliera, di seguito: servizi di breve termine); 2) ai servizi c.d. ulteriori di rimodulazione nel tempo delle capacità e/o dei suoi profili di utilizzo.

Tale riorganizzazione è volta ad incentivare in modo più efficace la messa a disposizione delle prestazioni di breve termine (in particolare della c.d. capacità primaria), prevedendo di introdurre un indicatore di *performance* basato sull'entità dell'offerta, opportunamente strutturato al fine di evitare che risulti nel suo complesso eccessivamente premiante.

Sulla base di tale nuovo assetto, sono contestualmente definiti i parametri di incentivazione per la società Stogit fino al 31 dicembre 2021.

Accesso ed erogazione del servizio di rigassificazione

Con la delibera 11 maggio 2021, 190/2021/R/gas, l'Autorità è intervenuta con un aggiornamento dei parametri di calcolo per la determinazione dei prezzi di riserva nelle procedure di allocazione della capacità di rigassificazione annuali e pluriannuali, tenendo anche conto, in linea con quanto previsto dal TIRG, di un confronto a livello europeo dei costi associati al servizio di rigassificazione, ulteriori rispetto a quelli della capacità di rigassificazione. Con la medesima delibera si è anche provveduto ad integrare il TIRG al fine di:

- consentire alle imprese di rigassificazione di accedere ai servizi offerti dal Gestore dei mercati energetici per la gestione delle procedure di conferimento del servizio di *Small Scale* LNG;
- introdurre, fra i servizi di flessibilità che le imprese di rigassificazione possono offrire ai propri utenti, ai sensi dell'art. 12 del TIRG, la possibilità per i medesimi utenti di consegnare all'impresa di rigassificazione gas al PSV e ricevere il corrispondente quantitativo energetico di gas liquido negli stoccaggi del terminale.

Infine, con la medesima delibera l'Autorità ha approvato, ai sensi del TIRG, la proposta di valorizzazione dei corrispettivi per i servizi di flessibilità del terminale di rigassificazione OLT *Offshore* LNG Toscana.

Approvazione e aggiornamento dei codici dei servizi

La disciplina dell'accesso e dell'erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale, contenuta nel decreto legislativo n. 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 2021, sono stati approvati e/o 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 26 gennaio 2021, 19/2021/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta di aggiornamento delle condizioni PSV e relativi allegati trasmessa dalla società Snam Rete Gas e finalizzata, in particolare, ad aggiornare le disposizioni funzionali alla gestione da parte del Gestore dei servizi energetici (GSE) e delle imprese di rigassificazione di transazioni di gas presso il PSV (alla luce della prassi già consolidata di utilizzo del PSV da parte dei medesimi soggetti) nonché ad integrare le funzionalità del PSV nei sistemi di gestione in corso di rinnovamento da parte di Snam Rete Gas;
- con la delibera 23 febbraio 2021, 68/2021/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio trasmessa dalla società Italgas Storage finalizzata: (i) ad introdurre un nuovo servizio flessibile di stoccaggio (c.d. "Servizio di stoccaggio *Full Flex*") che prevede la disponibilità per l'utente (nei limiti delle capacità di stoccaggio conferite allo stesso), in ciascun giorno gas del contratto, sia di prestazioni di erogazione sia di iniezione; (ii) alla definizione dei corrispettivi applicati agli utenti per il recupero dei costi di energia elettrica prima del conferimento delle capacità; (iii) a prevedere che le cessioni di capacità fra utenti avvengano secondo combinazioni predefinite di spazio erogazione e iniezione al fine di garantire l'ordinata gestione del servizio complessivamente offerto;
- con la delibera 2 marzo 2021, 78/2021/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio della società Edison Stoccaggio in merito a: (i) il recepimento delle disposizioni della RQSG; (ii) l'adeguamento, al ribasso, dei valori di "rating minimo" creditizio; (iii) l'introduzione della procedura

di verifica di congruenza dei dati di stoccaggio; (iv) l'introduzione della funzionalità "transazione unilaterale" di gas in stoccaggio tra due servizi conferiti al medesimo utente; (v) l'adeguamento dei valori di accettabilità del gas naturale a seguito del DM n. 18 maggio 2018; (vi) aggiornamenti e correzioni non derivanti da provvedimenti normativi o richieste degli utenti;

- con la delibera 2 marzo 2021, 79/2021/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio della società Stogit in merito a: (i) l'indicazione del *range* di giacenza ad inizio anno termico entro il quale è valido il profilo di riempimento di sistema pubblicato prima delle procedure di conferimento; (ii) il fattore di adeguamento ad inizio dell'anno termico necessario a riproporzionare la prestazione disponibile, per l'intero periodo di iniezione, in funzione dello spazio conferito e della giacenza dell'utente; (iii) il fattore di adeguamento periodico applicato in caso di mancato rispetto del profilo massimo di riempimento, funzionale ad adeguare la prestazione per il periodo successivo a quanto necessario a raggiungere il massimo consentito al termine del medesimo periodo; (iv) l'introduzione di prodotti *unbundled* di capacità di iniezione ed erogazione sul mercato secondario; (v) il nuovo assetto del servizio di stoccaggio strategico, per il quale, secondo quanto già previsto dalla delibera 20 ottobre 2020, 396/2020/R/gas, l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni del decreto legge n. 16 luglio 2020, n. 76;
- con la delibera 11 maggio 2021, 190/2021/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta di aggiornamento del Codice di rigassificazione trasmessa da OLT *Offshore* LNG Toscana che prevede l'estensione del periodo di offerta delle capacità per conferimenti pluriennali fino al 25esimo anno termico e alla disciplina del rilascio della capacità; nonché la configurazione dei servizi *Small Scale* LNG (SSLNG) come aggiuntivi rispetto al servizio di rigassificazione che rimane in ogni caso il servizio con priorità di accesso rispetto ai servizi SSLNG;
- con la delibera 8 giugno 2021, 240/2021/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta di modifica del Codice di rete di Snam Rete Gas in materia di garanzie finanziarie per il servizio di trasporto, che dispone una riduzione dei tempi e una semplificazione delle procedure per la presentazione delle garanzie; tali modifiche sono state introdotte al fine di incrementare la sicurezza del sistema e limitare comportamenti fraudolenti;
- con la delibera 20 luglio 2021, 313/2021/R/gas, è stata approvata la proposta di aggiornamento del Codice di rigassificazione di GNL Italia con la quale sono state implementate le disposizioni riguardanti l'estensione del periodo di offerta delle capacità per conferimenti pluriennali, la disciplina relativa al rilascio della capacità e l'applicazione delle norme "*use it or lose it*" (UIOLI) coerentemente con le previsioni del TIRG;
- con la delibera 3 agosto 2021, 355/2021/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta di aggiornamento del Codice di rigassificazione della società Terminale GNL Adriatico che integra la procedura di conferimento della capacità non esente, ai sensi del DM n. 8 luglio 2020, e il recepimento delle disposizioni del TIRG in merito alla disciplina del rilascio della capacità e all'applicazione della c.d. clausola "*use it or lose it*";
- con la delibera 30 settembre 2021, 408/2021/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta di aggiornamento del Codice di rete di Snam Rete Gas in materia di conferimenti di capacità annua presso i punti di entrata della rete di trasporto nazionale interconnessi con l'estero, diversi dai punti interconnessi con paesi dell'Unione europea e con la Svizzera;
- con la delibera 2 novembre 2021, 474/2021/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta di aggiornamento del Codice di rigassificazione della società OLT *Offshore* LNG Toscana che introduce il servizio di *virtual liquefaction* ai sensi del TIRG; l'Autorità ha, inoltre, approvato la proposta della medesima società per la valorizzazione del corrispettivo per il nuovo servizio;
- con la delibera 16 novembre 2021, 496/2021/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta di aggiornamento del Codice di rete di Snam Rete Gas recante: (i) le modifiche attese al capitolo relativo alla fatturazione in relazione alla sessione di aggiustamento; (ii) modifiche in tema di rettifica dei prelievi non coerenti (come definiti

dal TISG ai commi 9.2 e 9.3 per la sessione di bilanciamento) in esito alla sessione di aggiustamento; nonché (iii) un'integrazione necessaria in materia di regolazione applicabile alle immissioni di *boil-off* gas nella rete di distribuzione del gas naturale. Con la medesima delibera è stato previsto altresì di fissare al 28 febbraio 2022 la tempistica di pubblicazione definitiva degli esiti della sessione di aggiustamento annuale, con riferimento al solo anno di competenza 2020. Inoltre, con riferimento al corrispettivo richiesto da Snam Rete Gas per la gestione della procedura di rettifica, è stato stabilito:

- di limitarne l'applicazione ai soli casi di richieste di correzione di prelievi la cui non coerenza si sia presentata in più esiti di aggregazione messi a disposizione dal Sistema Informativo Integrato e, nello specifico, prelievi che siano risultati incoerenti anche nell'aggregazione del 6 settembre 2021 ovvero di cui sia stata chiesta la correzione a Snam Rete Gas già in esito alla sessione di bilanciamento relativa al mese in cui si è allocato un prelievo anomalo per il medesimo punto di riconsegna della distribuzione in aggiustamento;
- che non venga comunque applicato da Snam Rete Gas qualora essa riceva le seguenti: a) attestazione dell'utente del bilanciamento e dell'utente della distribuzione di aver messo in atto tutti gli adempimenti agli stessi richiesti ai fini del buon esito della sessione di aggiustamento e b) attestazione dell'impresa di distribuzione di aver adottato tutte le azioni necessarie ai fini della correzione del prelievo, atte a dimostrare di aver agito secondo la diligenza richiesta. A tal fine, è stato previsto le imprese di distribuzione e gli utenti della distribuzione, qualora ne ricorrano i presupposti, siano tenuti a trasmettere agli utenti del bilanciamento tali attestazioni entro un termine perentorio;
- con la medesima delibera è stato stabilito che il responsabile del bilanciamento metta a disposizione delle imprese di distribuzione per quanto di competenza gli esiti delle sessioni di bilanciamento e di aggiustamento secondo modalità e tempistiche concordate;
- con la delibera 9 dicembre 2021, 561/2021/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio della società Edison Stoccaggio in merito a: (i) i dispositivi per la determinazione della misura del gas; (ii) l'adeguamento normativo e modifiche relative agli autoconsumi; (iii) l'eliminazione, con rimando ad apposita procedura pubblicata sul sito, delle tempistiche relative alle aste; (v) le modifiche tardive trasmesse con la richiamata comunicazione del 10 maggio, erroneamente mai corrette ed evidenziate.

Misure per la sicurezza del sistema

Con la delibera 9 febbraio 2021, 41/2021/R/gas, l'Autorità ha aggiornato il corrispettivo variabile CRV¹ a copertura dei costi fissi generati per il sistema gas dall'affidamento del servizio di interrompibilità tecnica dei clienti industriali.

Con il documento per la consultazione 14 settembre 2021, 379/2021/R/gas, l'Autorità ha prospettato i criteri per la valorizzazione dei prezzi di attivazione delle risorse non di mercato previste dal Piano di emergenza adottato con il decreto ministeriale 18 dicembre 2019.

Con la delibera 2 dicembre 2021, 553/2021/R/gas, l'Autorità ha adottato disposizioni per la gestione del sistema gas riguardanti: il servizio di *peak shaving* per il periodo invernale dell'anno termico 2021-2022 da parte delle imprese di rigassificazione e del responsabile del bilanciamento, ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 ottobre 2017, e la prestazione di stoccaggio aggiuntiva della società Stogit.

Con la delibera 14 dicembre 2021, 586/2021/R/gas, l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni di competenza contenute nel decreto del Ministro dello sviluppo economico del 30 settembre 2020 che istituisce un meccanismo per un servizio di interrompibilità tecnica dalle reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale per l'anno termico 2021-2022, aggiuntiva rispetto a quella derivante da 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 28 dicembre 2021, 632/2021/R/gas, l'Autorità ha previsto, in relazione alle capacità di rigassificazione conferite successivamente al 28 dicembre 2021, con consegna del GNL entro il 31 marzo 2021 ed effettivamente utilizzate, che i corrispettivi per il conferimento delle capacità di trasporto applicati alle imprese di rigassificazione e da queste ai propri utenti siano posti pari a zero. La delibera approva, inoltre, la proposta di modifica del Codice di stoccaggio di Stogit che implementa le disposizioni della delibera 27 novembre 2018, 612/2018/R/gas, come modificata dalla delibera 2 dicembre 2021, 553/2021/R/gas, in materia di prezzo di offerta della capacità di erogazione da stoccaggio aggiuntiva di Stogit.

Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

L'Autorità, con la delibera 5 dicembre 2018, 631/2018/R/gas, ha adottato il "Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale" (TIMMIG) al fine di rafforzare la propria funzione di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale².

Il TIMMIG, tra le altre cose, prevede che il Gestore dei mercati energetici (GME – incaricato del monitoraggio della dimensione concorrenziale) e l'impresa maggiore di trasporto (SRG – 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 240/2021/R/gas, sono stati approvati i costi a consuntivo sostenuti dall'impresa maggiore di trasporto nel 2020 per l'attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale. Con la delibera 16 novembre 2021, 497/2021/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 2022.

Infine, sono stati oggetto di monitoraggio i fondamentali di mercato al fine di individuare le cause principali dei marcati rialzi dei prezzi del gas naturale e dell'energia elettrica nei mercati all'ingrosso nel corso dell'anno 2021 (si veda anche il corrispondente paragrafo del Capitolo 3 del presente Volume).

² Per maggiori dettagli sulla struttura, finalità e disposizioni del TIMMIG si rimanda alla *Relazione Annuale 2019*.

Qualità dei servizi di trasporto, distribuzione, stoccaggio e misura

Qualità del servizio di trasporto del gas

A partire dal 1° gennaio 2020 sono entrati in vigore i criteri di regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo regolatorio 2020-2023 (RQTG 5PRT), approvati con la delibera 19 dicembre 2019, 554/2019/R/gas, che prevedono, in particolare, in un quadro di sostanziale continuità rispetto alla previgente regolazione:

- l'introduzione di una più chiara distinzione tra le attività di sorveglianza e le attività di ispezione e una rimodulazione degli obblighi di frequenza minima per tali attività;
- l'introduzione dell'obbligo annuale di comunicazione del numero degli eventi che hanno dato luogo a rilascio di gas naturale in atmosfera e del volume complessivo rilasciato;
- la razionalizzazione delle disposizioni sull'allocazione dei costi e sulle responsabilità legate al servizio di trasporto alternativo mediante carro bombolaio;
- la riduzione della soglia di capacità conferita ai punti di riconsegna al di sopra della quale l'impresa di trasporto è tenuta a monitorare, con un sistema di rilevazione in continuo, il valore della pressione minima su base oraria;
- una semplificazione della regolazione sulla qualità commerciale, garantendo al contempo un miglioramento continuo delle prestazioni delle imprese di trasporto nei confronti degli utenti del servizio e dei clienti finali.

Qualità del servizio di stoccaggio del gas

A partire dal 1° gennaio 2020 sono entrati in vigore i criteri di regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo regolatorio 2020-2025 (RQSG 5PRS), approvati con la delibera 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas, che prevedono, in particolare, in un quadro di sostanziale continuità rispetto alla previgente regolazione:

- la distinzione tra attività di sorveglianza e attività di ispezione (invasiva e non invasiva) delle *flow line* di collegamento;
- l'introduzione di obblighi di installazione, con riferimento ai nuovi pozzi di stoccaggio, di valvole di sicurezza che non sia necessario rimuovere per consentire l'effettuazione di interventi manutentivi;
- con riferimento ai pozzi già in esercizio, l'Autorità ha previsto che l'installazione di tali valvole sia contestuale alla realizzazione di altri interventi di manutenzione straordinaria e subordinata ad un'analisi dei costi e dei benefici in termini di riduzione di emissioni di gas naturale;
- l'introduzione di un obbligo di comunicazione annuale del numero degli eventi che hanno dato luogo a emissioni di gas naturale in atmosfera;
- l'introduzione di una penalità per l'impresa di stoccaggio nel caso in cui le prestazioni (di erogazione o iniezione) messe a disposizione degli utenti risultino inferiori a quelle associate alle capacità conferite, in linea con le curve prestazionali individuate con decreto del Mise ai sensi della normativa vigente;
- il rafforzamento e la razionalizzazione della regolazione sulla qualità commerciale, confermando inoltre l'obbligo per l'impresa di stoccaggio di pubblicare e rendere disponibili agli utenti del servizio di stoccaggio il piano mensile degli interventi di manutenzione programmata e gli obblighi informativi previsti dal RAST a beneficio degli utenti.

Attuazione della regolazione premi-penalità della sicurezza del servizio di distribuzione in vigore nel periodo 2014-2019

Con la delibera 17 novembre 2020, 463/2020/R/gas, l'Autorità ha determinato i livelli di partenza e i livelli tendenziali, per gli anni 2020-2025, in materia di regolazione premi-penalità del servizio di distribuzione del gas naturale ai sensi dell'art. 42.6 della delibera 22 dicembre 2020, 569/2020/R/gas.

Con riferimento alla regolazione premi-penalità della sicurezza del servizio di distribuzione, l'Autorità:

- con la delibera 23 marzo 2021, 116/2021/R/gas, ha determinato i premi e penalità, per l'anno 2016, relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per tre imprese, la cui determinazione era stata sospesa con la delibera 12 maggio 2020, 163/2020/R/gas;
- con la delibera 13 luglio 2021, 302/2021/R/gas, ha determinato i premi e penalità, per l'anno 2017, relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per una impresa, la cui determinazione era stata sospesa con la delibera 22 dicembre 2020, 567/2020/R/gas.

La delibera 1° giugno 2021, 232/2021/R/gas, ha previsto, come di consueto, nelle more delle conclusioni del procedimento relativo alla determinazione dei premi e delle penalità per l'anno 2018, al fine di evitare penalizzazioni finanziarie nei confronti delle imprese distributrici che hanno dato il proprio benessere rispetto ai risultati di previsione della determinazione dei premi e delle penalità per l'anno 2018, un'anticipazione nella misura pari all'80% in acconto dell'importo complessivo netto dei premi per l'anno 2018 spettanti (saldo algebrico dei premi e delle penalità). Tali anticipazioni sono state corrisposte entro il mese di luglio 2021.

La delibera 29 dicembre 2021, 596/2021/R/gas, ha determinato i premi e le penalità, per l'anno 2018, relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per 172 imprese distributrici di gas naturale. Il provvedimento ha sospeso per un'impresa e ha disposto per le altre il pagamento dei premi al netto dell'anticipazione già disciplinata con la delibera 232/2021/R/gas.

Controllo dell'attuazione della vigente regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas

Anche per l'anno 2021 l'Autorità ha previsto un programma di controlli e verifiche ispettive finalizzate ad accertare la corretta attuazione della regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas con particolare riferimento alla sicurezza.

Con le delibere 9 marzo 2021, 90/2021/E/gas, e 14 settembre 2021, 377/2021/R/gas, l'Autorità ha approvato un programma di otto verifiche ispettive in materia di recuperi di sicurezza per l'anno 2019, nei confronti di altrettante imprese distributrici di gas naturale. L'obiettivo di tali controlli è accertare la corretta applicazione, da parte delle imprese distributrici di gas naturale, del meccanismo incentivante i recuperi di sicurezza definito dalla RQDG.

Con la delibera 4 maggio 2021, 176/2021/E/gas, l'Autorità ha approvato un programma di 50 controlli telefonici nei confronti di altrettante imprese distributrici. L'obiettivo di tali controlli è verificare il corretto funzionamento

del servizio di pronto intervento. Se il controllo telefonico ha esito non conforme, l'impresa distributrice viene sottoposta a verifica ispettiva.

Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

Tariffe per il servizio di trasporto gas

A partire dal 1° gennaio 2020 è entrata in vigore la regolazione tariffaria del servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (RTTG 5PRT - 2020-2023), approvata con la delibera 28 marzo 2019, 114/2019/R/gas.

Con la delibera 1° giugno 2021, 230/2021/R/gas, l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto ai sensi della RTTG 5PRT, ha approvato i ricavi di riferimento e determinato i corrispettivi tariffari per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per l'anno 2022.

Con la delibera 23 novembre 2021, 512/2021/R/gas, l'Autorità ha approvato la regolazione del servizio di misura sulla rete di trasporto del gas naturale (RMTG) che definisce il riassetto del servizio e le responsabilità, definendo in particolare:

- responsabilità e perimetro delle attività di *metering* e *meter reading*;
- requisiti minimi e ottimali di carattere impiantistico, prestazionale e manutentivo;
- predefiniti livelli di qualità del servizio;
- un sistema di incentivazione al rispetto di tali livelli di qualità del servizio e un sistema di monitoraggio di requisiti e livelli di qualità.

In esito al procedimento avviato con la delibera 15 dicembre 2020, 539/2020/R/gas, in sede di valutazione dei piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale 2019 e 2020, con il documento per la consultazione 23 dicembre 2021, 616/2021/R/gas, l'Autorità ha presentato gli orientamenti in materia di incentivo al mantenimento in esercizio delle reti, criteri di efficienza in caso di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione e criteri di restituzione al sistema di ricavi derivanti dall'esercizio di centrali *dual fuel*.

GNL – Tariffe di rigassificazione

A partire dal 1° gennaio 2020 è entrata in vigore la Regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del GNL per il quinto periodo di regolazione 2020-2023 (RTRG 5PR GNL), approvata con la delibera 19 novembre 2019, 474/2019/R/gas.

Con la delibera 28 giugno 2021, 268/2021/R/gas, l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di rigassificazione ai sensi della RTRG 5PR GNL, ha approvato i ricavi di riferimento e determinato i corrispettivi tariffari per il servizio di rigassificazione del GNL per l'anno 2022, disponendo altresì il nulla osta all'erogazione delle spettanze del fattore di copertura dei ricavi relativi all'anno 2020.

Tariffe di stoccaggio

A partire dal 1° gennaio 2020 è entrata in vigore la Regolazione tariffaria del servizio di stoccaggio del gas naturale per il quinto periodo di regolazione 2020-2025 (RTSG 5PRS), approvata con la delibera 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas.

Con la delibera 3 agosto 2021, 346/2021/R/gas, l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di stoccaggio ai sensi della RTSG 5PRS, ha approvato i ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio per l'anno 2022.

Con la delibera 3 agosto 2021, 347/2021/R/gas, l'Autorità ha inoltre disposto l'avvio di un procedimento per la revisione dei criteri di determinazione dell'*X-factor* per il servizio di stoccaggio del gas naturale rilevante ai fini degli aggiornamenti tariffari per gli anni 2023-2025. Nell'ambito di tale procedimento è stato pubblicato il documento per la consultazione 26 ottobre 2021, 452/2021/R/gas, contenente gli orientamenti dell'Autorità per la determinazione di un livello di *X-factor* finalizzato a garantire, in particolare, il trasferimento agli utenti del servizio di eventuali maggiori (o minori) recuperi di produttività realizzati nei primi anni del 5PRS entro il 5PRS stesso.

Con la delibera 6 luglio 2021, 288/2021/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'ottemperanza delle sentenze del Consiglio di Stato, sez. VI, nn. 4308/2021 e 4465/2021, nei confronti della società Edison Stoccaggio in tema di riconoscimento dei costi operativi incrementali e di determinazione del grado di efficienza del sito di San Potito e Cotignola. Con la delibera 23 novembre 2021, 513/2021/R/gas, l'Autorità ha disposto la chiusura del procedimento per l'ottemperanza delle suddette sentenze in materia di costi operativi incrementali ed efficienza del sito di San Potito e Cotignola e ha disposto la determinazione dei ricavi d'impresa della società Edison Stoccaggio per l'anno 2022.

Tariffe per i servizi di distribuzione e misura

In materia di determinazioni tariffarie, le tariffe obbligatorie per il 2021 per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'art. 42 della Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (RTDG), e le opzioni tariffarie gas diversi, di cui all'art. 70 della medesima RTDG, sono state approvate con la delibera 596/2020/R/gas. Con il medesimo provvedimento sono stati approvati, per il 2021, anche gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'art. 47 della RTDG, e l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'art. 60 della RTDG, per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione.

Con la delibera 16 marzo 2021, 107/2021/R/gas, sono state rideterminate tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2009-2019, sulla base di richieste di rettifica di dati pervenute entro la data del 15 febbraio 2021.

Con la delibera 23 marzo 2021, 117/2021/R/gas, sono state approvate le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2020, sulla base di quanto disposto dall'art. 3, comma 2, della RTDG 2014-2019, considerando le richieste di rettifica di dati presentate entro la data del 15 febbraio 2021.

Con la delibera 29 marzo 2021, 122/2021/R/gas, sono state approvate le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2021, sulla base di quanto disposto dall'art. 3, comma 2, della RTDG, considerando le richieste di rettifica di dati presentate entro la data del 15 febbraio 2021.

Con la delibera 30 marzo 2021, 132/2021/R/gas, sono state rideterminate alcune opzioni gas diversi per gli anni 2019-2021 a seguito dell'accettazione di istanze di rettifica presentate da alcune imprese distributrici.

Con la delibera 27 luglio 2021, 320/2021/R/gas, sono state determinate tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'impresa distributtrice 1615-Sidigas, in relazione a località tardivamente censite nell'anagrafica territoriale.

Con la delibera 3 agosto 2021, 350/2021/R/gas, sono state approvate le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2018-2020 e le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2021, considerando le istanze di rideterminazione tariffaria presentate da 25 imprese distributrici.

Con la delibera 28 dicembre 2021, 620/2021/R/gas, sono state approvate le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'art. 42 della RTDG, le opzioni tariffarie gas diversi, di cui all'art. 70 della RTDG, e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'art. 47 della RTDG, per l'anno 2022. Con il medesimo provvedimento viene approvato l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'art. 60 della RTDG, per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione.

Con la delibera 28 dicembre 2021, 634/2021/R/gas:

- è stato avviato un procedimento finalizzato alla definizione dei criteri di gradualità per i clienti finali da applicare nella transizione dall'applicazione della tariffa obbligatoria d'ambito prevista per le reti interconnesse alle opzioni tariffarie previste per i sistemi isolati;
- sono state altresì modificate le decorrenze previste dall'art. 3, comma 2, della RTDG per la definizione e pubblicazione delle tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas;
- è stata introdotta una maggiore flessibilità per le imprese distributrici nella modulazione delle proprie opzioni tariffarie nei casi di indisponibilità di dati fisici e nei casi di richiesta di applicazione della tariffa d'ufficio, prevedendo che le imprese possano proporre un'opzione tariffaria alternativa rispetto a quella approvata dall'Autorità, da offrire in maniera non discriminatoria a tutti i propri clienti finali, caratterizzata da una diversa articolazione tra quote fisse e quote variabili, sotto il vincolo che la somma dei ricavi conseguibili dall'applicazione della suddetta opzione tariffaria alternativa sia non superiore al ricavo conseguibile dall'applicazione dell'opzione tariffaria calcolata d'ufficio.

In materia di riconoscimento dei costi operativi per il servizio di distribuzione del gas, con la delibera 6 aprile 2021, 141/2021/R/gas, è stato avviato un procedimento finalizzato all'ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato n. 341/2021, con la quale il suddetto Consiglio di Stato ha valutato che, con riferimento alla determinazione del tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi del servizio di distribuzione, l'Autorità non abbia svolto un'adeguata attività istruttoria, dandone conto nella motivazione dell'atto

regolatorio, sul corretto andamento dei margini di recupero di efficienza nel mercato della distribuzione del gas, avuto riguardo al periodo oggetto di regolazione.

Con il documento per la consultazione 5 ottobre 2021, 415/2021/R/gas, l'Autorità ha riportato i propri orientamenti in relazione alla rideterminazione del tasso di recupero di produttività in misura costante o decrescente, fornendo le proprie valutazioni in relazione agli effetti derivanti dall'adozione di un tasso di recupero di produttività costante ovvero decrescente e prospettando l'intenzione di confermare l'adozione di un tasso di recupero di produttività costante, in quanto ritenuta la soluzione meno penalizzante per le stesse imprese.

Con la successiva delibera 14 dicembre 2021, 575/2021/R/gas, l'Autorità ha concluso il procedimento avviato con la citata delibera 141/2021/R/gas, confermando l'orientamento prospettato nella consultazione 415/2021/R/gas in relazione alla determinazione in misura fissa dell'*X-factor* per gli anni 2014-2016.

In materia di riconoscimento dei costi di capitale per l'erogazione del servizio di distribuzione del gas, con il documento per la consultazione 30 novembre 2021, 539/2021/R/gas, l'Autorità, facendo seguito agli orientamenti presentati nell'ambito del documento per la consultazione 15 ottobre 2019, 410/2019/R/gas, e confermati con la delibera 27 dicembre 2019, 570/2019/R/gas, ha illustrato i propri orientamenti in relazione alle modalità di applicazione del tetto agli investimenti nelle località di più recente metanizzazione previsto dall'art. 33 della RTDG e alle conseguenti modalità di riconoscimento dei costi di capitale.

In relazione a tematiche attinenti al riconoscimento dei costi per l'erogazione del servizio di misura del gas, con la delibera 6 luglio 2021, 287/2021/R/gas, è stato modificato l'art. 57, comma 1, della RTDG, al fine di omogeneizzare i criteri di dismissione dei misuratori tradizionali sostituiti in attuazione delle Direttive *smart meter*, prevedendo che, indipendentemente dal calibro dei medesimi misuratori, le dismissioni dei gruppi di misura siano convenzionalmente portate in diminuzione della stratificazione dei valori lordi storici a partire dai valori delle immobilizzazioni lorde relative ai cespiti di più antica installazione.

Con la delibera 9 dicembre 2021, 559/2021/R/gas, sono stati approvati gli importi a recupero dei mancati ammortamenti di cui all'art. 57, comma 3, della RTDG (IRMA) e rideterminate le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas, per gli anni 2015-2020.

In relazione al riconoscimento dei costi annuali relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori, l'Autorità ha proseguito l'attività di valutazione delle istanze TEL e CON presentate su base volontaria dalle imprese di distribuzione del gas naturale per gli anni 2017-2019 ai sensi dell'art. 29, comma 3, della RTDG 2014-2019, fissando gli importi dei costi operativi sostenuti nei limiti del tetto previsto e dando mandato, come per gli anni precedenti, alla Cassa per i servizi energetici e ambientali per il successivo calcolo del vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi centralizzati relativi al servizio di misura e la regolazione degli eventuali importi a congruaggio.

In particolare, con la delibera 5 ottobre 2021, 413/2021/R/gas, sono stati approvati gli importi dei costi sostenuti dalle imprese di distribuzione del gas naturale che redigono bilanci coincidenti con l'anno civile per l'anno 2019, relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e concentratori, nei limiti del tetto previsto dall'art. 29, comma 2, della RTDG 2014-2019.

Con la delibera 5 ottobre 2021, 414/2021/R/gas, sono stati approvati gli importi dei costi sostenuti negli anni 2017-2018, relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e concentratori, nei limiti del tetto previsto dall'art. 29, comma 2, della RTDG 2014-2019, con riferimento alle imprese indicate in tabella 3 della delibera 568/2020/R/gas, per le quali alla data di emanazione della suddetta delibera risultavano in corso di svolgimento approfondimenti in materia di *unbundling*.

Progetti pilota per l'ottimizzazione della gestione e l'utilizzo innovativo delle infrastrutture del gas

Come già evidenziato nella precedente *Relazione Annuale*, con il documento per la consultazione 11 febbraio 2020, 39/2020/R/gas, facendo seguito ai documenti per la consultazione 2 agosto 2018, 420/2018/R/gas, e 7 maggio 2019, 170/2019/R/gas, l'Autorità ha illustrato le prime proposte relative allo sviluppo di progetti pilota di carattere sperimentale finalizzati all'ottimizzazione della gestione e all'utilizzo innovativo delle infrastrutture del gas esistenti, in relazione alle prospettive di transizione energetica e decarbonizzazione dell'economia, in particolare del settore energetico.

In esito alla consultazione – dalla quale sono emerse indicazioni e posizioni talvolta assai eterogenee – l'Autorità ha ritenuto di dover avviare una seconda consultazione allo scopo di elaborare ulteriormente i propri orientamenti finali prima dell'assunzione delle proprie deliberazioni in materia di progetti pilota.

La seconda consultazione, con il documento per la consultazione 15 giugno 2021, 250/2021/R/gas, espone pertanto gli orientamenti finali dell'Autorità ai fini dell'avvio dei progetti pilota per la sperimentazione di soluzioni per la gestione ottimizzata e per nuovi utilizzi delle infrastrutture di trasporto e distribuzione del gas.

Il documento per la consultazione 250/2021/R/gas, nel confermare i tre ambiti di sperimentazione già prospettati nel precedente documento per la consultazione 39/2020/R/gas, con riferimento al servizio di distribuzione, ipotizza di attivare specifiche voci tariffarie costruite con logiche parametriche da riconoscere alle sole imprese che dimostrino di avere avviato attività – tipicamente centralizzate – che consentano di ottenere benefici sotto il profilo della transizione energetica, mediante alcune specifiche categorie di interventi quali, ad esempio, percorsi di digitalizzazione strettamente legati alla gestione tecnica delle reti gas o di gestione eco-compatibile per parco automezzi.

Il predetto documento per la consultazione, rispetto al precedente documento 39/2020/R/gas, interviene su alcuni aspetti precisandoli o articolandoli ulteriormente, segnatamente:

- soggetto proponente le sperimentazioni: ipotizza di farlo coincidere con un soggetto della filiera delle infrastrutture del gas naturale regolato tariffariamente;
- criteri di valutazione: ipotizza due macro-ambiti di valutazione, rispettivamente per la dimensione prospettica della sperimentazione (valutazione del beneficio energetico/economico/ambientale atteso qualora le soluzioni prospettate nelle sperimentazioni fossero implementate su base nazionale alla scala di regime) e la dimensione propria dell'esperienza progettuale;
- copertura dei costi delle attività progettuali: ipotizza avvenga sulla base sia di riconoscimenti tariffari (nell'ambito dell'ordinaria attività di riconoscimento tariffario) sia di contributi "extra tariffari" e ulteriori rispetto a questi ultimi;
- rendicontazioni e *disclosure*: ipotizza una durata massima delle sperimentazioni di 3 anni.

In esito alla consultazione sono state conseguentemente esaminate le osservazioni pervenute, nella prospettiva dell'emanazione del provvedimento finale, programmato per i primi mesi del 2022.

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

Come già in parte esposto nel paragrafo dedicato al recepimento e all'attuazione delle manovre a sostegno degli utenti elettrici illustrate nel Capitolo 3 del presente Volume, l'aggravarsi delle tensioni sui prezzi registrate sui mercati energetici nei mesi successivi all'adozione della delibera 278/2021/R/com ha spinto il Governo a disporre ulteriori misure straordinarie che, a partire dal quarto trimestre 2021, hanno riguardato anche il settore del gas al fine di mitigare l'impatto sugli utenti finali.

In particolare, in relazione al settore del gas naturale, il decreto legge n. 27 settembre 2021, n. 130 ha previsto, tra l'altro, un contributo di 480 milioni di euro da parte del Bilancio dello Stato, da versare alla Cassa, ai fini di ridurre fortemente per il quarto trimestre 2021 le aliquote relative agli oneri generali del settore gas.

Con la delibera 396/2021/R/com, pertanto, l'Autorità, dando attuazione alle disposizioni di cui al decreto legge n. 130/2021, per il quarto trimestre 2021, ha previsto di annullare, per tutti gli utenti del settore gas, le aliquote delle componenti tariffarie RE, RET, GS e GST.

Con la delibera 401/2021/R/gas³, l'Autorità ha, inoltre, annullato, per il quarto trimestre 2021, le aliquote delle componenti UG₃ e UG_{3T} per tutti gli utenti del settore gas.

A agevolazioni per le imprese a forte consumo di gas naturale ("imprese gasivore")

Le agevolazioni alle imprese "gasivore" sono previste da una disposizione di cui all'art. 21, della legge europea 20 novembre 2017, n. 167.

L'iter previsto da tale norma primaria attribuisce al Ministero dello sviluppo economico, le cui funzioni in materia di energia sono state trasferite al Ministero della transizione ecologica (MiTE), la competenza ad emanare, sentita l'Autorità, il decreto con cui sono "definite le imprese a forte consumo di gas naturale, in base a requisiti e parametri relativi ai livelli minimi di consumo, all'incidenza del costo del gas naturale sul valore dell'attività d'impresa e all'esposizione delle imprese alla concorrenza internazionale".

La medesima norma primaria attribuisce all'Autorità il successivo compito di adeguare la regolazione tariffaria provvedendo, sulla base di quanto disposto dal decreto di cui al punto precedente, "alla rideterminazione dei corrispettivi a copertura degli oneri generali del sistema gas, il cui gettito è destinato al finanziamento di misure volte al raggiungimento di obiettivi comuni in materia di decarbonizzazione, e dei criteri di ripartizione dei medesimi oneri a carico dei clienti finali".

³ La delibera dell'Autorità 28 settembre 2021, 401/2021/R/gas, www.arera.it/it/docs/21/401-21.htm.

Ai fini del parere previsto dall'art. 21 della legge n. 167/2017, il Ministero della transizione ecologica, in data 25 ottobre 2021, ha trasmesso all'Autorità uno schema di decreto contenente norme per la 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") in applicazione della sezione 3.7.1 delle vigenti Linee guida europee in materia di aiuti di Stato e in conformità con l'art. 44 del regolamento GBER.

In data 23 novembre 2021, l'Autorità, con apposita delibera 527/2021/I/gas, ha espresso parere complessivamente favorevole allo schema di decreto, con due condizioni nonché con le raccomandazioni e le segnalazioni indicate in motivazione.

Il Ministro della transizione ecologica ha adottato, in data 21 dicembre 2021, il decreto n. 541 recante "Rideterminazione dei corrispettivi a copertura degli oneri generali del sistema gas applicati alle imprese a forte consumo di gas naturale".

Il decreto, di cui al precedente alinea, è stato pubblicato sul sito internet del Ministero della transizione ecologica e ne è stato dato avviso sulla Gazzetta Ufficiale.

Il DM n. 541/2021 nella sua formulazione definitiva non ha accolto la condizione indicata dall'Autorità, nel parere di cui alla delibera 527/2021/I/gas, di posticipare almeno al 1° ottobre 2022 l'avvio delle agevolazioni alle imprese gasivore, per permettere, anche alla luce di specifiche verifiche tecniche condotte con la Cassa per i servizi energetici ambientali (CSEA), la messa a punto dell'apparato tecnico-informatico-amministrativo necessario alla regolare e compiuta attuazione delle agevolazioni alle imprese gasivore.

Pertanto, l'art. 1, comma 1, del DM n. 541/2021 ha stabilito che la "rideterminazione dei corrispettivi a copertura degli oneri generali del sistema del gas applicati alle imprese a forte consumo di gas naturale, connessi al finanziamento di misure volte al raggiungimento di obiettivi comuni in materia di decarbonizzazione", decorra dal 1° aprile 2022.

Per le finalità di cui al precedente comma 1, il DM n. 541/2021 contiene disposizioni per:

- l'istituzione di un elenco nazionale delle imprese a forte consumo di gas naturale ed i requisiti delle imprese che possono esservi iscritte;
- la tipologia dei corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema del gas oggetto di rideterminazione;
- i livelli di contribuzione minima applicati alle imprese a forte consumo di gas naturale e le relative indicazioni in materia di invarianza del gettito;
- i criteri per riconoscere l'esenzione per le imprese che utilizzano il gas naturale come materia prima per uso non combustibile;
- i parametri di riferimento per l'efficienza del consumo di gas a livello settoriale applicati alle imprese beneficiarie.

Il decreto prevede, tra l'altro, che le agevolazioni non sono applicabili alle imprese in difficoltà secondo la definizione della comunicazione della Commissione C(2014) 249/01, concernente "Orientamenti sugli aiuti di Stato per il salvataggio e la ristrutturazione di imprese non finanziarie in difficoltà".

Il DM n. 541/2021 assegna numerose funzioni all'Autorità in tema di regolazione attuativa del meccanismo di agevolazione alle imprese gasivore, nel quale assumono un ruolo rilevante anche la CSEA e l'Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (ENEA).

Per quanto riguarda CSEA, il decreto prevede che la Cassa abbia un ruolo attuativo di estrema rilevanza per la gestione operativa del meccanismo, del tutto analogo a quello che svolge per gli energivori elettrici e, in particolare, nel rispetto delle disposizioni impartite dall'Autorità, in riferimento a ciascun anno di competenza, e che costituisca l'elenco delle imprese a forte consumo di gas naturale sulla base di dichiarazioni presentate dalle imprese attestanti il possesso dei requisiti stabiliti dal decreto, fornendo altresì separata evidenza, nell'elenco delle imprese gasivore, di quelle con consumi superiori a 1 milione di smc/anno, per le quali è prevista l'esenzione dal pagamento delle componenti tariffarie RE^{TIG} e RE^{IG} per il gas naturale consumato per usi non energetici.

Il coinvolgimento di ENEA è previsto al fine di poter dare seguito alle disposizioni in tema di efficienza energetica e del rispetto dei parametri di riferimento per l'efficienza del consumo di gas a livello settoriale indicati dal decreto legislativo n. 4 luglio 2014, n. 102. Infatti, le disposizioni dell'art. 8 del DM n. 541/2021 stabiliscono le misure per l'uso efficiente dell'energia, in conformità alle disposizioni del decreto legislativo n. 102/2014, che le imprese gasivore devono adottare, da una parte ai fini della titolarità al riconoscimento delle agevolazioni, dall'altra ai fini della successiva verifica del rispetto delle condizioni, in mancanza delle quali l'impresa è tenuta a restituire l'agevolazione percepita.

Pur considerati i tempi ristretti in cui l'Autorità si trova ad operare, nel corso del 2022 si procederà ad individuare sia i meccanismi che, in prima applicazione, si rendono necessari per consentire il riconoscimento delle agevolazioni alle imprese gasivore, sia gli aspetti relativi all'attuazione del sistema a regime.

Piano comunitario di sviluppo delle reti

Investimenti nelle infrastrutture di rete e coerenza con il Piano di sviluppo comunitario

In data 7 giugno 2021 l'Autorità ha avviato la consultazione pubblica dei Piani di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale per l'anno 2021. Nell'ambito di tale consultazione, conclusasi in data 30 luglio 2021, è stata organizzata dall'impresa maggiore di trasporto, su mandato dell'Autorità, una sessione pubblica online finalizzata alla presentazione e all'approfondimento di specifici aspetti dei Piani e di risposta ai quesiti presentati dai soggetti interessati, svoltasi il 15 luglio 2021. Il procedimento di valutazione dei Piani di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale 2021 è ancora in corso e sarà condotto congiuntamente al procedimento di valutazione dei Piani relativi al 2022, presentati dalle imprese di trasporto in data 31 gennaio 2022.

Gare per ambito di concessione del servizio di distribuzione

Provvedimenti in materia di gare per ambito di concessione

I principali provvedimenti adottati nel corso del 2021 in materia di gare per ambito di concessione hanno riguardato le attività di analisi svolte dall'Autorità ai sensi del decreto legislativo n. 23 maggio 2000, n. 164 e del decreto interministeriale 12 novembre 2011, n. 226, relative agli scostamenti tra valore di rimborso e RAB e alla documentazione di gara trasmessa dalle stazioni appaltanti.

In relazione alla prima attività, con le delibere 2 marzo 2021, 76/2021/R/gas, 16 marzo 2021, 180/2021/R/gas, 22 giugno 2021, 261/2021/R/gas, 28 dicembre 2021, 624/2021/R/gas, 28 dicembre 2021, 625/2021/R/gas e 28 dicembre 2021, 626/2021/R/gas, l'Autorità ha espresso le proprie osservazioni inerenti ai valori di rimborso con scostamenti maggiori del 10% rispetto alla RAB, ai sensi di quanto previsto dall'art. 15, comma 5, del decreto legislativo n. 164/2000, come modificato, in ultimo, dall'art. 1, comma 93, della legge n. 124/2017, rispettivamente con riferimento ai Comuni dell'Atem Ancona, Como 3 – Impianto di Cernobbio e Nord – Sondrio, Brindisi, Piacenza 1 – Ovest, Vicenza 2 – Nord-Est e Catanzaro-Crotone.

Con riferimento, invece, all'attività di analisi della documentazione di gara, con le delibere 8 giugno 2021, 245/2021/R/gas, 28 giugno 2021, 270/2021/R/gas, e 13 luglio 2021, 303/2021/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 interministeriale n. 226/2011, rispettivamente con riferimento agli Atem Biella, Genova 2 – Provincia e Torino 5 – Nord-Est.

In data 6 aprile 2021, in attuazione di quanto indicato nella determina del Direttore della Direzione Infrastrutture *Unbundling* e Certificazione (oggi denominata Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling*) dell'Autorità 25 luglio 2014, 13/2014 – DIUC, sono stati resi disponibili, previo accreditamento delle stazioni appaltanti, i dati definitivi relativi al valore degli asset risultante al 31 dicembre 2018, a seguito dell'emanazione della delibera 23 marzo 2021, 117/2021/R/gas, con la quale sono state determinate le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2020.

In data 16 aprile 2021, e sempre in attuazione di quanto indicato nella menzionata determina 13/2014 – DIUC, sono stati resi disponibili, previo accreditamento delle stazioni appaltanti, i dati provvisori relativi al valore degli asset risultante al 31 dicembre 2019, a seguito dell'emanazione della delibera 29 marzo 2021, 122/2021/R/gas, con la quale sono state determinate le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2021.

I dati RAB vengono resi disponibili nei seguenti formati:

- modalità aggregata senza distinzione per soggetto proprietario, per le località appartenenti a ciascun ambito tariffario;
- quota parte di proprietà del gestore uscente soggetta a trasferimento a titolo oneroso, per le località appartenenti a ciascun ambito tariffario e per le quali il medesimo gestore uscente ha fornito tale dettaglio.

Iter di valutazione degli scostamenti VIR-RAB maggiori del 10%

Il procedimento di valutazione degli scostamenti VIR-RAB ha comportato e comporta tutt'ora un'intensa attività da parte degli Uffici dell'Autorità. Tale attività prevede la valutazione della corposa documentazione trasmessa dalle stazioni appaltanti all'Autorità tramite le apposite piattaforme informatiche VIR-RAB e la gestione della complessa attività istruttoria nella quale si inseriscono le interlocuzioni con le stazioni appaltanti.

Come è noto, tale procedimento è propedeutico al procedimento di verifica dei bandi di gara, di cui all'art. 9, comma 2, del decreto interministeriale n. 226/2011 e successive modifiche e integrazioni.

Nella tavola 4.1, sulla base dei dati aggiornati al 31 dicembre 2021, sono elencate le 69 stazioni appaltanti per le quali è in corso il procedimento di verifica degli scostamenti VIR-RAB maggiori del 10%, relativi ai Comuni ricadenti nel regime ordinario individuale per Comune di cui all'art. 3, comma 1, lettera a), dell'Allegato A alla delibera 27 dicembre 2017, 905/2017/R/gas, e nel regime semplificato individuale per Comune di cui all'art. 3, comma 1, lettera b), del medesimo Allegato A, per un totale di circa 1.530 Comuni soggetti a verifica da parte degli Uffici dell'Autorità. Di questi ultimi, circa 662 sono soggetti al regime semplificato individuale per Comune.

TAV. 4.1 Stazioni appaltanti per le quali è in corso il procedimento di verifica per scostamenti VIR-RAB maggiori del 10%

STAZIONE APPALTANTE	ATEM
Comunità montana Valle Camonica	Brescia 1 – Nord-Ovest
Provincia di Treviso	Treviso 2 – Nord
Comune di Reggio Emilia	Reggio nell'Emilia
Comune di Pinerolo	Torino 3 – Sud-Ovest
Comune di Alessandria	Alessandria 2 – Centro
Provincia di Udine	Udine 1 – Nord e Udine 3 – Sud
Comune di Foligno	Perugia 2 – Sud-Est
Comune di Novara	Novara 2 – Sud
Comune di Villafranca di Verona	Verona 2 – Pianure veronesi
Provincia di Como	Como 1 – Triangolo Lariano e Brianza comasca
Comune di Viterbo	Viterbo
Comune di Verona	Verona 1 – Città di Verona e Nord
Comune di Padova	Padova 1 – Città di Padova e Nord
Comune di Casale Monferrato	Alessandria 1 – Nord
Città metropolitana di Venezia	Venezia 2 – Entroterra e Veneto orientale
Comune di Pavia	Pavia 2 - Città e Impianto di Pavia
Comune di Monza	Monza-Brianza 1 – Est
Comune di Pesaro	Pesaro-Urbino
Comune di Lissone	Monza-Brianza 2 – Ovest
Comune di Bologna	Bologna 1 – Città e Impianto di Bologna e Bologna 2 – Provincia

(segue)

STAZIONE APPALTANTE	ATEM
Comune di Ravenna	Ravenna
Comune di Caserta	Caserta 1 – Sud-Est
Comune di Lucca	Lucca
Provincia di Cremona	Cremona 2 – Centro e Cremona 3 – Sud
Comune di Savona	Savona 2 – Nord-Est
Comune di Civitanova Marche	Macerata 2 – Nord-Est
Comune di Este	Padova 3 – Bassa Padovana
Comune di Cassano d'Adda	Milano 4 – Provincia Nord-Est
Comune di Dalmine	Bergamo 3 – Dintorni a ovest di Bergamo
Comune di Legnano	Milano 2 – Provincia Nord-Ovest
Comune di Cuneo	Cuneo 2 – Città di Cuneo e Sud
Comune di Firenze	Firenze 1 – Città e Impianto di Firenze e Firenze 2 – Provincia
Comune di Voghera	Pavia 4 – Oltrepò Pavese
Comune di Verbania	Verbano-Cusio-Ossola
Comune di Vigevano	Pavia 1 – Lomellina Ovest
Comune di Potenza	Potenza 2 – Sud
Comune di Lovere	Bergamo 2 – Nord-Est
Comune di Treviglio	Bergamo 5 – Sud-Ovest
Comune di Lecco	Lecco 1 – Nord
Comune di Codogno	Lodi 2 – Sud
Pescara Energia	Pescara
Comune di Brescia	Brescia 3 – Città e Impianto
Comune di Ferrara	Ferrara
Comune di Merate	Lecco 2 – Sud
Comune di Perugia	Perugia 1 – Città di Perugia e Nord-Ovest
Comune di Alba	Cuneo 3 – Nord-Est
Comune di Venezia	Venezia 1 – Laguna veneta
Comune di Valdagno	Atem Vicenza 4 – Valli dell'Agno e del Chiampo
Comune di Oleggio	Atem Novara 1 – Nord
Comune di romano di Lombardia	Atem Bergamo 6 – Sud-Est
Provincia di Trento	Atem Trento
Comune di Rozzano	Atem Milano 3 – Provincia Sud
Comune di Varese	Atem Varese 1 – Nord
Comune di Como	Atem Como 2 – Como e Olgiatese
Comune di Vicenza	Atem Vicenza 1 – Città di Vicenza e Sud-Est
Comune di Foggia	Atem Foggia 2 – Sud
ARPAE – Agenzia regionale per la prevenzione, l'ambiente e l'energia dell'Emilia-Romagna	Atem Modena 2 – Sud
Comune di Campobasso	Atem Campobasso

(segue)

STAZIONE APPALTANTE	ATEM
Comune di Taranto	Atem Taranto
Comune di Asti	Atem Asti
Comune di Vercelli	Atem Vercelli
Comune di Mantova	Atem Mantova 1 – Città di Mantova e Nord-Ovest
Comune di Bergamo	Atem Bergamo 4 – Bergamo e Dintorni ad est
Comune di Arezzo	Atem Arezzo
Comune di Treviso	Atem Treviso 1 – Sud
Provincia di Varese	Atem Varese 1 – Nord
Provincia di Savona	Atem Savona 1 – Sud-Ovest
Comune di Ascoli Piceno	Atem Ascoli Piceno
Comune di Benevento	Atem Benevento

Fonte: ARERA.



CAPITOLO

5



**ASPETTI COMUNI
DELLA REGOLAZIONE
INFRASTRUTTURALE
NELL'ENERGIA
ELETTRICA E NEL GAS**

SETTORIALE

Metodi e criteri di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale (ROSS-base)

Con la delibera 28 giugno 2021, 271/2021/R/com, l'Autorità ha dato avvio al procedimento volto all'introduzione di nuove modalità di riconoscimento dei costi, comuni a tutti i servizi infrastrutturali dei settori dell'energia elettrica e del gas, basate su un approccio di "spesa totale" che viene denominato ROSS-base. Tale procedimento si inquadra nell'ambito delle attività di attuazione dell'obiettivo strategico OS.20 del Quadro strategico dell'Autorità 2019-2021 relativo all'introduzione dell'approccio di regolazione integrato ROSS ("Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio").

L'obiettivo OS.20 del Quadro strategico dell'Autorità 2019-2021 è stato ripreso nel Quadro strategico dell'Autorità 2022-2025, nel quale è stato identificato l'obiettivo OS.26 "Sviluppare nuovi criteri per il riconoscimento dei costi nei servizi infrastrutturali". Rispetto a tale obiettivo OS.26, nel Quadro strategico sono identificate tre linee di intervento:

- a. definizione dei criteri generali per la determinazione del costo riconosciuto da applicare a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas (ROSS-base), con gli obiettivi specifici di: i) eliminare le distorsioni nelle scelte delle imprese regolate tra soluzioni ad alta intensità di capitale e soluzioni ad alta intensità di lavoro; ii) aumentare la produttività totale dei servizi infrastrutturali del settore elettrico e gas a beneficio dei clienti finali; iii) allineare le regolazioni specifiche dei servizi infrastrutturali del settore elettrico e gas;
- b. definizione di una metodologia di analisi dei rendimenti per permettere, attraverso adeguati schemi di reportistica, di monitorare e verificare l'effettivo livello dei rendimenti nonché esplicitare e attuare le regole di riconoscimento dei costi per i piccoli operatori infrastrutturali (es.: tariffa parametrica), in coordinamento con lo sviluppo dei criteri ROSS-base;
- c. definizione della metodologia nonché sviluppo di sistemi di reportistica e monitoraggio, per la verifica dell'effettivo livello di spesa, a fronte dell'effettivo grado di raggiungimento degli *output* e delle *performance* tecniche e di qualità, per il completamento della metodologia ROSS (ROSS-integrale) per gli operatori di maggiore dimensione.

Il procedimento avviato con la delibera 271/2021/R/com mira, in particolare, a:

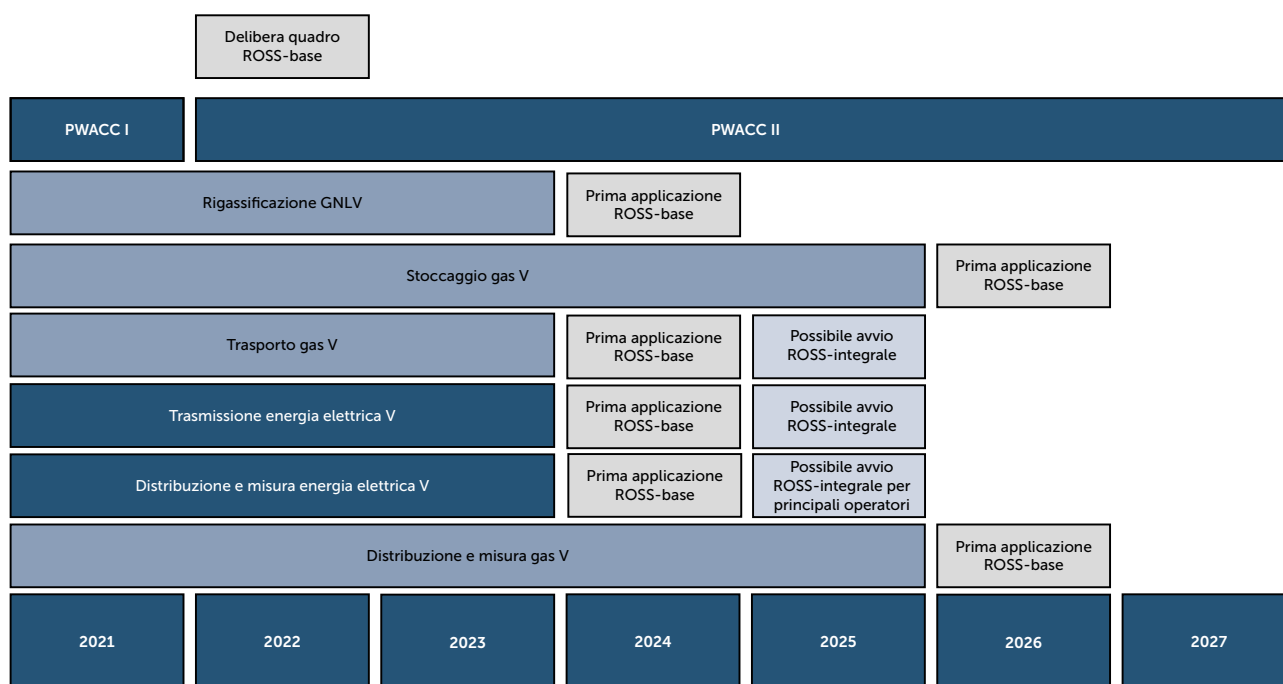
- prevedere il riallineamento degli incentivi all'efficienza, attualmente focalizzati principalmente sui costi operativi, in modo che si estendano all'efficienza totale, utilizzando coefficienti di ripartizione dell'efficienza totale conseguita considerando sia le spese operative sia le spese di capitale;
- prevedere tassi di capitalizzazione fissati dal regolatore, eventualmente differenziati per singolo servizio regolato, da applicare alla spesa totale riconosciuta, che consentano di determinare sia la spesa di capitale riconosciuta che va a incrementare il capitale investito ai fini regolatori, sia i costi operativi riconosciuti;
- introdurre meccanismi di monitoraggio dei ritorni sul capitale investito regolatorio, al fine di valutare in che misura i rendimenti effettivi conseguiti si discostino da quanto determinato dal regolatore;
- dare corso al percorso di allineamento delle regolazioni specifiche dei servizi infrastrutturali del settore elettrico e gas, in relazione ai criteri di riconoscimento del capitale investito e dei costi operativi, al fine di rendere il più possibile omogenee le regolazioni ed evitare disallineamenti nei ritorni sul capitale investito legati a differenze nel trattamento regolatorio di specifiche voci di costo operativo e di capitale, in analogia a quanto sperimentato con la riforma dei criteri di determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito.

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 271/2021/R/com, sottoposto ad analisi di impatto della regolazione (AIR) con modalità semplificate, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 23 dicembre 2021, 615/2021/R/com.

Con il documento 615/2021/R/com l'Autorità ha richiamato gli obiettivi specifici indicati nell'obiettivo OS.26 del Quadro strategico 2022-2025, come riportati nel documento per la consultazione 29 ottobre 2021, 465/2021/A e poi confermati nel documento approvato con la delibera 13 gennaio 2022, 2/2022/A, e ha illustrato le logiche delle principali linee di intervento che caratterizzano la soluzione ROSS-base.

Il nuovo approccio troverà applicazione, nelle intenzioni dell'Autorità, a partire dal primo periodo regolatorio tariffario di ciascun servizio che si avvia successivamente a quello in corso. In particolare, secondo quanto indicato nel quadro sinottico di cui alla figura 5.1 e riportato nel documento per la consultazione 615/2021/R/com, nel 2024 è prevista la prima applicazione dei criteri di regolazione del ROSS-integrale per il gestore del sistema di trasmissione dell'energia elettrica, per l'impresa maggiore di trasporto gas e per i principali operatori del servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica; sempre dal 2024 è prevista l'applicazione del ROSS-base per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica e per la rigassificazione del GNL, mentre nel 2026 è prevista la prima applicazione del ROSS-base per i servizi di stoccaggio, di distribuzione e misura del gas naturale.

FIG. 5.1 Quadro sinottico dei periodi regolatori dei servizi infrastrutturali energetici



Fonte: ARERA.

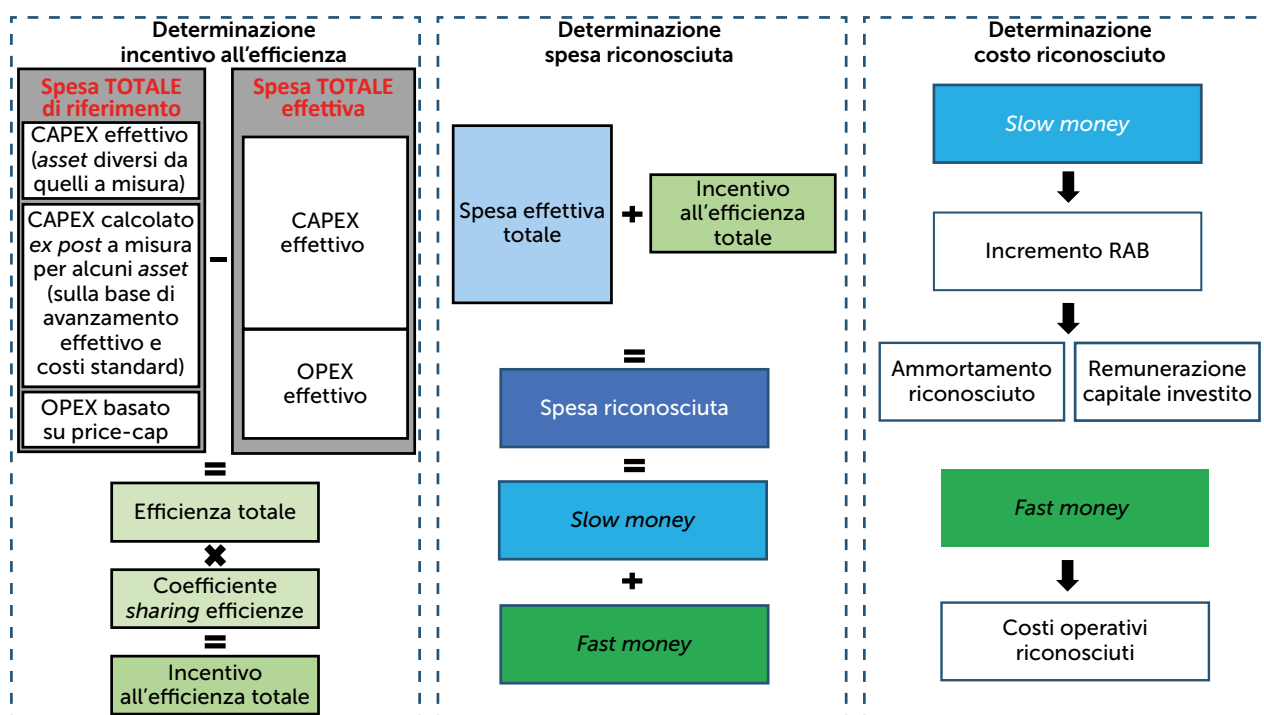
Gli obiettivi specifici che l'Autorità intende perseguire nella definizione dei criteri generali per la determinazione del costo riconosciuto comprendono:

- l'eliminazione delle distorsioni, nelle scelte delle imprese regolate, tra soluzioni ad alta intensità di capitale e soluzioni ad alta intensità di lavoro;
- l'aumento della produttività totale dei servizi infrastrutturali del settore elettrico e gas, a beneficio dei clienti finali;
- l'allineamento delle regolazioni specifiche dei servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas.

Nel documento 615/2021/R/com l’Autorità ha descritto lo schema concettuale di riferimento (riprodotto in Fig. 5.2) per l’implementazione dell’approccio ROSS-base e ha delineato le principali fasi del processo di determinazione del costo riconosciuto ai fini tariffari secondo tale approccio:

- definizione della spesa totale di riferimento;
- determinazione della spesa totale effettiva;
- determinazione del recupero di efficienza totale rispetto alla spesa di riferimento;
- applicazione di un meccanismo di sharing delle efficienze (e delle inefficienze);
- determinazione della spesa totale riconosciuta;
- applicazione del tasso di capitalizzazione con individuazione delle porzioni della spesa totale riconosciuta che vanno a incrementare la RAB (cosiddetto *slow money*) e la porzione che viene invece spesa (c.d. *fast money*).

FIG. 5.2 Schema concettuale ROSS-base



Fonte: ARERA.

Secondo quanto indicato nel documento 615/2021/R/com lo *stock* di capitale esistente alla data di entrata in vigore del ROSS-base continua a essere gestito in continuità di criteri con l’attuale regolazione. Nel tempo, il peso della RAB relativa allo *stock* di capitale esistente andrà progressivamente a ridursi e crescerà il peso degli investimenti gestiti con i criteri del ROSS-base. Questa dinamica consente una significativa gradualità nella gestione della discontinuità metodologica che si introduce con la riforma ROSS-base.

La riforma ROSS-base è anche l’occasione, nelle intenzioni dell’Autorità, di completare il processo di allineamento dei criteri di regolazione tariffaria tra i diversi servizi infrastrutturali regolati (a rete) con l’introduzione di un testo integrato dei criteri di determinazione del costo riconosciuto (TICCR) che, in analogia a quanto previsto con i PWACC per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito, i cui criteri sono riflessi nel TIWACC, troverebbe applicazione in veri e propri periodi regolatori dei criteri di determinazione del costo riconosciuto (PCCR). A completamento di questo percorso di riforma i periodi regolatori specifici dei singoli servizi

potrebbero essere concentrati sulle specificità industriali dei singoli servizi, con ruolo principale assegnato agli strumenti regolatori relativi alle tematiche della qualità del servizio e alle regolazioni *output-based*.

Nel documento 615/2021/R/com, in relazione alla definizione di una metodologia di analisi dei rendimenti, l'Autorità ha prospettato l'adozione del *Return on Regulatory Equity* (RORE) quale indice sintetico in grado di rappresentare gli effetti della regolazione sulla *performance* economico-finanziaria delle imprese. Tale indice rapporta i margini che la regolazione consente alle imprese regolate al capitale proprio investito (*equity*). I margini che la regolazione consente sono disaggregati nelle principali componenti: costo dell'*equity* riconosciuto nel tasso di remunerazione del capitale investito, margine sui costi operativi e sugli ammortamenti, margini derivanti dalla differenza tra *gearing effettivo* e *gearing nozionale* assunto ai fini delle determinazioni del tasso di remunerazione del capitale investito, margini legati ai meccanismi premi-penalità e ai meccanismi *output-based*.

Secondo quanto indicato nel documento 615/2021/R/com, il calcolo del RORE implica attente analisi dei dati riportati nei conti annuali separati delle imprese regolate e dei dati relativi ai meccanismi tariffari, ai meccanismi di regolazione della qualità del servizio e agli altri meccanismi *output-based*. L'Autorità ritiene che la messa a punto della metodologia di determinazione del RORE debba essere discussa in modo puntuale con le imprese e con gli *stakeholder* per poi essere consolidata in un manuale che consenta di procedere nel minimo dettaglio alla determinazione del RORE e ne permetta la piena ripercorribilità nonché, al limite, la certificabilità da parte di soggetti terzi indipendenti. L'Autorità ritiene altresì che anche i risultati ottenuti dalle analisi, prima della loro pubblicazione, debbano essere validati dalle stesse imprese.

In relazione all'applicazione dell'approccio semplificato di analisi della regolazione, nel documento 615/2021/R/com l'Autorità ha individuato le aree che potrebbero essere rilevanti ai fini dell'individuazione delle opzioni di regolazione.

Rispetto all'obiettivo di superare le distorsioni della regolazione che tendono a favorire, nelle decisioni delle imprese, le soluzioni ad alta intensità di capitale rispetto a quelle a più bassa intensità, anche se meno efficienti (il c.d. *capex bias*), potrebbero essere analizzate opzioni alternative rispetto alla definizione dei tassi di capitalizzazione e alle modalità di trattamento dei lavori in corso, o, ancora, rispetto all'ipotesi di gestire in modo unitario le attività di distribuzione e misura per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica e del gas. In relazione all'obiettivo di aumentare la produttività totale dei servizi infrastrutturali potrebbero essere valutate opzioni alternative con riferimento ai meccanismi di definizione degli obiettivi di efficientamento, degli *sharing* dei benefici conseguiti e della gestione di eventuali *overperformance*. Rispetto all'obiettivo di allineare le regolazioni specifiche dei diversi servizi infrastrutturali potrebbero essere esaminate opzioni alternative che si differenziano per l'ampiezza dell'ambito di applicazione, sia in termini di servizi interessati, sia in termini di aspetti della regolazione che vengono allineati.

Il documento 615/2021/R/com prospetta altresì i criteri che potrebbero essere adottati per la valutazione delle opzioni di regolazione, segnatamente:

- efficacia, in termini di capacità dell'opzione stessa di raggiungere gli obiettivi individuati;
- consistenza, in termini di compatibilità dell'opzione in relazione ai diversi obiettivi dell'intervento, favorendo così una minimizzazione dei *trade-off* presenti tra diversi obiettivi;

- fattibilità e proporzionalità, che consente di valutare se l'onere amministrativo imposto dall'opzione alle imprese è proporzionato rispetto ai benefici che si possono conseguire e se le implicazioni in termini di attività di vigilanza e controllo da parte del regolatore sono anch'esse proporzionate.

Determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito nel secondo periodo di regolazione (II PWACC)

Con la delibera 13 ottobre 2020, 380/2020/R/com, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di metodi e criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito (*Weighted Average Cost of Capital - WACC*) nei settori elettrico e gas per il secondo periodo di regolazione, che si avvia il 1° gennaio 2022 (II PWACC).

Con tale delibera, l'Autorità ha manifestato l'intenzione di dare sostanziale continuità all'impostazione adottata nel primo periodo di regolazione del WACC (approvato con la delibera 2 dicembre 2015, 583/2015/R/com), focalizzandosi sull'obiettivo di offrire un quadro il più possibile stabile e certo agli investitori, con rendimenti sul capitale investito adeguati rispetto ai rischi, nel rispetto delle esigenze di tutela degli utenti del servizio. In particolare, l'Autorità ha ritenuto opportuno identificare i seguenti obiettivi specifici:

- stabilità e certezza del quadro regolatorio;
- tutela degli utenti del servizio;
- adeguatezza del livello di remunerazione, tenuto conto dei profili di rischio del settore.

Il procedimento si è sviluppato attraverso due documenti per la consultazione. Nel documento per la consultazione 15 luglio 2021, 308/2021/R/com, l'Autorità ha illustrato gli orientamenti iniziali per la definizione dei criteri per la determinazione e l'aggiornamento del WACC; tali orientamenti sono stati presentati in una sessione pubblica nel mese di ottobre 2021. Sempre nel mese di ottobre 2021 si è svolto un incontro di approfondimento con operatori e associazioni di categoria, in cui sono state illustrate le principali osservazioni rispetto alle tematiche affrontate nel sopra citato documento per la consultazione.

Nel documento per la consultazione 11 novembre 2021, 488/2021/R/com, l'Autorità ha illustrato gli orientamenti finali per la fissazione dei criteri di determinazione del WACC per il II PWACC. Con la delibera 23 dicembre 2021, 614/2021/R/com, l'Autorità ha approvato i "Criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2022-2027 (TIWACC 2022-2027)".

Il provvedimento in analisi ha fissato in sei anni (2022-2027) la durata del periodo regolatorio del WACC, prevedendone, nel rispetto dei principi di prevedibilità e trasparenza, la suddivisione in due sub-periodi di durata triennale (2022-2024 e 2025-2027), per consentire gli aggiustamenti del tasso in funzione dell'andamento congiunturale. Coerentemente, i parametri comuni a tutti i servizi, la cui definizione è tipicamente basata su valutazioni di lungo periodo, sono stabiliti per tutta la durata del periodo di regolazione. I parametri maggiormente influenzati dal con-

testo macroeconomico sono invece stabiliti per il primo sub-periodo e successivamente aggiornati per il secondo sub-periodo. Al fine di considerare eventuali situazioni di rapida evoluzione del contesto macroeconomico, per tali parametri è inoltre previsto, almeno per il primo triennio, un meccanismo di aggiornamento annuale secondo una logica *trigger*, che prevede che l'aggiornamento annuale del WACC si attivi solo qualora, dall'aggiornamento di determinati parametri, si determini una variazione del WACC per un servizio regolato almeno pari a 50 punti base¹. I parametri specifici di ciascun servizio seguono, invece, logiche di aggiornamento specifiche.

La formulazione generale del WACC è stata definita in continuità con il precedente periodo di regolazione e prevede la determinazione di un tasso di rendimento in termini reali, pre-tasse. Il calcolo è effettuato per ciascun servizio infrastrutturale regolato dei settori elettrico e gas come media ponderata (sulla base del peso del capitale proprio e del capitale di debito) del tasso di rendimento del capitale proprio e del costo del debito, con l'applicazione di un fattore correttivo che consente la copertura delle imposte sui profitti nominali.

La determinazione del tasso di rendimento del capitale proprio (*equity*) è fondata sul metodo del *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) e prevede uno specifico addendo che riflette il premio che gli investitori richiedono per gli investimenti in paesi con *rating* medio-basso. Per la determinazione del costo del capitale proprio, l'Autorità ha confermato l'approccio già adottato nel precedente periodo di regolazione del WACC, che si fonda:

- sull'individuazione di un tasso di rendimento delle attività prive di rischio (RF);
- sulla determinazione di un premio per il rischio di mercato (*Equity Risk Premium*, ERP);
- sulla modulazione di tale premio per il rischio di mercato sulla base del coefficiente β che esprime il rischio sistematico e quindi non diversificabile relativo a ciascun servizio regolato;
- sull'inclusione di un elemento addizionale che esprima il rischio paese (Premio per il rischio paese, CRP).

Il tasso di rendimento delle attività prive di rischio (RF) è determinato secondo un approccio di tipo *forward-looking*, che consiste nell'aggiustare il livello dei rendimenti nominali osservati retrospettivamente per tenere conto delle attese di evoluzione dei tassi desumibili dalla *yield curve*, ossia dalla curva che mette in relazione i tassi di remunerazione di mercato con il tempo mancante alla data di scadenza dei titoli. Il tasso RF è definito in termini reali, effettuando una stima del parametro in termini nominali e scorporando il tasso di inflazione in esso incorporato; il calcolo avviene sulla base della media dei tassi di rendimento di titoli di Stato decennale di paesi dell'area dell'euro con *rating* almeno AA secondo la classificazione S&P (Francia, Belgio, Paesi Bassi e Germania) nel periodo di riferimento ottobre 2020-settembre 2021; a tale parametro viene aggiunto il parametro *Convenience Premium* (CP) al fine di riflettere la differenza nei rendimenti dei titoli di Stato rispetto a obbligazioni societarie a *rating* elevato. L'Autorità ha inoltre ritenuto opportuno introdurre un parametro *Forward Premium* (FP), per rendere il valore risultante del tasso RF maggiormente rappresentativo del tasso che si avrà in un momento futuro, ed un parametro *Uncertainty Premium* (UP), finalizzato a riflettere le incertezze sull'evoluzione dei tassi di interesse che comportano il rischio che questi ultimi crescano più rapidamente di quanto rappresentato dai tassi *forward*, con conseguenti potenziali problemi di finanziabilità.

Per la determinazione del Premio per il rischio di mercato (ERP) l'Autorità ha confermato l'approccio adottato nel precedente periodo di regolazione del WACC di stima del parametro ERP come differenza tra il *Total Market Return* (TMR) reale, definito sulla base di evidenze storiche di lungo periodo, e il tasso RF reale assunto ai fini regolatori. Il TMR è stato calcolato sulla base di una ponderazione della media geometrica e della media aritmetica

1 Per una descrizione più dettagliata del meccanismo del *trigger* si rimanda al provvedimento 614/2021/R/com e alla relazione tecnica allegata.

dei tassi di rendimento dei paesi dell'area euro con *rating* almeno AA secondo la classificazione S&P nel periodo 1900-2014, con peso della media aritmetica pari all'80%.

In relazione al coefficiente β , di norma questo parametro viene aggiornato in occasione della revisione tariffaria specifica di ciascun servizio regolato. Tuttavia, sulla base delle evidenze di analisi svolte considerando un periodo di riferimento che comprende anche il periodo di particolare volatilità dell'anno 2020 ed in linea con le decisioni di altri regolatori dell'Eurozona, l'Autorità ha disposto un aggiornamento straordinario di tale coefficiente per i servizi che al 2021 presentavano un valore dello stesso inferiore a 0,4.

Con la delibera 614/2021/R/com l'Autorità ha comunque disposto che, con successivo procedimento, saranno rivisti i criteri di aggiornamento del coefficiente β per tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, inclusi gli ulteriori approfondimenti in merito alla differenziazione del coefficiente β tra i vari servizi regolati.

Da ultimo, nella determinazione del tasso di rendimento del capitale proprio, viene incluso il Premio per il rischio paese (CRP), che riflette il premio che gli investitori richiedono per gli investimenti in paesi con *rating* medio-basso. Il parametro, espresso in termini reali, è calcolato come differenza tra il rendimento richiesto per i titoli di Stato decennali italiani e quello richiesto per i titoli di Stato di paesi dell'area euro con *rating* almeno AA secondo la classificazione S&P, valutato su un orizzonte coerente a quello utilizzato per la stima del tasso RF. Inoltre, coerentemente con l'approccio *forward-looking* utilizzato ai fini del calcolo dell'RF, viene introdotto un elemento aggiuntivo (parametro FP^{CRP}) analogo al *forward premium* utilizzato per il calcolo dell'RF ma determinato come differenza tra il *forward premium* stimato con riferimento ai soli titoli di Stato italiani e il parametro FP.

La determinazione del costo del debito avviene mediante una metodologia differente rispetto a quella prevista nel precedente PWACC e prevede:

- il calcolo del costo del debito come media tra costo del debito esistente e costo del nuovo debito ponderata per i pesi attribuibili al debito esistente e al nuovo debito;
- la determinazione del costo del debito esistente e del nuovo debito sulla base degli indici iBoxx relativi alle obbligazioni non finanziarie BBB, con riferimento alle scadenze 10+ e 7-10 anni;
- l'applicazione, al costo del nuovo debito, dei parametri FP e UP secondo il medesimo approccio *forward-looking* adottato per il tasso RF;
- una componente a copertura dei costi di transazione dovuti all'emissione del debito;
- la trasformazione dei valori in termini reali mediante l'utilizzo del parametro di inflazione attesa.

In sede di prima applicazione, nella determinazione del costo del debito è stato comunque previsto un meccanismo di gradualità che prevede la determinazione del costo del debito come media ponderata tra il costo del debito calcolato con l'approccio sopra descritto e il costo del debito riconosciuto nel precedente periodo regolatorio.

Con riferimento ai parametri fiscali, per il primo sub-periodo (2022-2024) l'Autorità ha confermato un valore dell'aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari (parametro TC) pari al 24%, corrispondente all'aliquota IRES, e definito un valore dell'aliquota teorica di incidenza delle imposte sul risultato d'esercizio (parametro T) pari al 29,5%.

L'Autorità ha confermato il *gearing*, ossia il rapporto tra capitale di debito e la somma di capitale di debito e capitale proprio, quale parametro specifico di settore. L'aggiornamento è effettuato, di norma e ove opportuno, in occasione delle revisioni tariffarie specifiche di ogni singolo servizio regolato, fatta salva la possibilità di adottare tempistiche di aggiornamento coerenti con quelle di aggiornamento del parametro β .

La tavola 5.1 sintetizza i valori del WACC per i diversi servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas, approvati per l'anno 2022.

TAV. 5.1 Valori del WACC per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas

SERVIZIO	2022
Trasmissione dell'energia elettrica	5,0%
Distribuzione e misura dell'energia elettrica	5,2%
Stoccaggio	6,0%
Rigassificazione	6,1%
Trasporto del gas	5,1%
Distribuzione e misura del gas	5,6%

Fonte: ARERA.

Regolazione dell'*unbundling*

Separazione funzionale

Con le delibere 25 maggio 2021, 213/2021/R/com e 214/2021/R/com, l'Autorità ha chiuso la sperimentazione sulle procedure di *self-auditing* in materia di separazione funzionale, rispettivamente, da un lato, per le imprese Lereti (già ACSM AGAM), Servizi a Rete (divisioni gas ed energia elettrica), AIM Vicenza, Centria, Cogeser, Deval, Edma Reti Gas, Novareti, Set Distribuzione e Serenissima Gas e, dall'altro, per l'impresa Erogasmet.

Tale sperimentazione era stata prevista dalla delibera 22 giugno 2015, 296/2015/R/com, che aveva stabilito, a integrazione della regolazione in tema di *unbundling* funzionale, la possibilità, per le imprese tenute al rispetto di detta regolazione, di adottare su base volontaria modelli di *self-auditing* consistenti in protocolli di verifiche e controlli ulteriori rispetto a quanto previsto dalla regolazione, finalizzati ad attestare l'aderenza del risultato della gestione dell'impresa verticalmente integrata alle finalità perseguite dagli obblighi di *unbundling* funzionale, a fronte di esenzioni da uno o più degli specifici obblighi previsti dal TIUF, che non fossero riproduttivi o attuativi di disposizioni legislative.

Nel dettaglio, con la delibera 213/2021/R/com, chiudendo la fase di sperimentazione, l'Autorità ha verificato che il modello di *self-auditing*, proposto dal gruppo di 10 imprese sopra citate, fosse risultato adeguato ad assicurare il rispetto delle finalità del TIUF, a fronte delle deroghe specificamente richieste, relative all'art. 14, comma 3, che sancisce il dovere del gestore di redigere e sottoporre all'Autorità il piano di sviluppo delle infrastrutture che gestisce, nonché all'art. 19, commi 2, 3, 4 e 5 e all'art. 20 del medesimo TIUF, relativi alle modalità di messa

a disposizione e di trattamento delle informazioni commercialmente sensibili volte ad evitare una divulgazione indebita delle stesse.

Con la delibera 214/2021/R/com l'Autorità ha chiuso la fase di sperimentazione delle procedure di *self-auditing* per Erogasmet, ammettendo, in via definitiva, tale impresa alla deroga accordata in sede di sperimentazione relativa al vincolo parentale per i componenti del gestore indipendente stabilito all'art. 10, comma 1, del TIUF, a fronte dell'adozione delle procedure di *self-auditing* implementate.

Infine, entrambe le delibere hanno previsto che:

- eventuali aggiornamenti delle procedure di *self-auditing* e dei moduli di controllo ammessi potranno essere disposti dall'Autorità a partire dal 2022 sulla base di future evoluzioni regolatorie in materia e di esigenze di *enforcement* dell'Autorità;
- gli esiti dei controlli effettuati tramite le procedure di *self-auditing* siano trasmessi annualmente, dal Responsabile della conformità all'Autorità, nei medesimi termini di cui alla raccolta telematica prevista dal TIUF (comma 23.2) per la Relazione annuale sulle misure adottate;
- il Responsabile della conformità, oltre ad essere soggetto al rispetto dei più stringenti requisiti di indipendenza, previsti per la medesima figura dalla delibera 3 novembre 2011, ARG/com 153/11, presti la propria collaborazione ad attività di controllo e ispettive da parte dell'Autorità ai sensi della legge n. 14 novembre 1995, n. 481, fatti ovviamente salvi eventuali profili di responsabilità amministrativa e/o penale. Tali previsioni vengono poste dalle delibere quali condizioni del riconoscimento dell'ammissione e del mantenimento delle procedure di *self-auditing* e delle connesse deroghe;
- gli esiti dei procedimenti di chiusura della fase di sperimentazione delle procedure di *self-auditing* siano acquisiti nell'ambito del procedimento avviato ai sensi del punto 11 della delibera 22 giugno 2015, 296/2015/R/com, al fine di integrare il TIUF con disposizioni in merito alle modalità di ammissione alle procedure di *self-auditing* per la generalità delle imprese.

Con la delibera 16 novembre 2021, 496/2021/E/com, l'Autorità ha intimato, ad una serie di imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas, l'invio delle comunicazioni obbligatorie previste dal TIUF (Allegato A alla delibera 296/2015/R/com) a carico delle imprese esercenti almeno una delle attività di cui al comma 4.1 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, relative al 2020, cui sono tenute sulla base delle disposizioni del TIUF e, specificamente, la raccolta: "Adempimenti al TIUF" (che permette, tra le altre cose, l'invio del Programma di adempimenti, previsto dall'art. 14.5 del TIUF, redatto dal gestore indipendente che riporta le misure adottate per assicurare il rispetto dei principi di separazione funzionale da parte dell'impresa).



CAPITOLO

6



**REGOLAZIONE
NEL SERVIZIO IDRICO**

SETTORIALE

Assetti locali e rapporti istituzionali

L'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, nel corso del 2021, ha proseguito l'attività di interlocuzione e collaborazione per il settore idrico con le istituzioni nazionali, regionali e locali, quali, in particolare, il Ministero della transizione ecologica e gli enti di governo dell'ambito, per la raccolta, tra l'altro, delle informazioni funzionali al monitoraggio del processo di attuazione e consolidamento della *governance* degli assetti locali, nell'ambito dell'assiduo e proficuo rapporto già stabilmente in essere.

Monitoraggio e *governance* degli assetti locali

L'art. 172, comma 3-bis, del decreto legislativo n. 3 aprile 2006, n. 152, come modificato dall'art. 7 del decreto legge n. 12 settembre 2014, n. 133 (convertito, con modificazioni, dalla legge n. 11 novembre 2014, n. 164), prevede che, entro il 30 giugno e il 31 dicembre di ogni anno, l'Autorità presenti alle due Camere del Parlamento una Relazione sul rispetto delle prescrizioni stabilite dallo stesso decreto legislativo n. 152/2006, in particolare a carico:

- delle regioni, per la costituzione degli enti di governo dell'ambito (EGA);
- degli enti di governo dell'ambito, per l'affidamento del servizio idrico integrato (SII);
- degli enti locali, in relazione alla partecipazione agli enti di governo dell'ambito e in merito all'affidamento in concessione d'uso gratuito delle infrastrutture del servizio idrico integrato ai gestori affidatari del servizio.

L'Autorità, a partire dal 2015, ha provveduto pertanto alla redazione di specifiche Relazioni semestrali presentate alle Camere e, con riferimento alla situazione riscontrata nel 2021, sono state predisposte le Relazioni 6 luglio 2021, 295/2021//idr, e 1° febbraio 2022, 39/2022//idr, evidenziando da un lato i miglioramenti registrati 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; ritardi che contribuiscono – insieme ad altri elementi – ad 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*). Nello specifico, dall'ultimo monitoraggio semestrale sugli assetti locali del servizio idrico integrato, emerge un quadro che può essere così sintetizzato:

- definitivo completamento dei percorsi di adesione degli enti locali ai relativi enti di governo dell'ambito in tutte le aree territoriali del Paese (nel 2015 si registravano criticità in nove regioni) e consolidamento nel processo di razionalizzazione del numero degli ATO, pari a 62 (nel 2015 si contavano 71 ATO);
- necessità di perfezionare tempestivamente i percorsi avviati verso la piena operatività degli enti di governo dell'ambito, soprattutto nella Regione Molise, in cui il relativo processo di *institutional building* non ha ancora fatto registrare gli attesi progressi, alla luce dell'importanza di recuperare i ritardi accumulati nella compiuta attuazione del servizio idrico integrato;
- urgenza di procedere all'affidamento del servizio idrico integrato in tutte quelle realtà in cui non risultino chiaramente delineate né gestioni salvaguardabili in base alla normativa *pro tempore* vigente, né siano mai state individuate gestioni uniche di ambito, sia pur assoggettabili a percorsi di graduale integrazione con le realtà operative preesistenti;

- esigenza di prosecuzione del processo di razionalizzazione e consolidamento del panorama gestionale secondo le previsioni della normativa vigente, data la presenza diffusa (seppure in progressiva e costante diminuzione) di gestori cessati *ex lege* – in taluni casi interessati da procedure di affidamento già avviate dall'ente di governo dell'ambito – che attualmente esercitano il servizio in assenza di un titolo giuridico conforme alla disciplina *pro tempore* vigente.

In particolare, gli approfondimenti compiuti dall'Autorità in ordine alla costituzione degli enti di governo dell'ambito, e all'effettiva operatività degli stessi, hanno messo in luce – oltre ad alcune positive evoluzioni nei percorsi intrapresi – la permanenza di contesti potenzialmente critici, seppure con elementi di differenziazione. Tali problematiche, collocandosi a monte delle attività regolatorie richieste, generano criticità in merito alla corretta redazione e all'aggiornamento degli atti necessari all'adozione delle scelte di programmazione e di gestione del SII. Nello specifico, a fronte di un'ampia area del Paese, collocata in prevalenza al Nord e al Centro, in cui la fruizione dei servizi, la realizzazione degli investimenti, l'attività legislativa regionale, i meccanismi decisori degli EGA e le capacità gestionali e di carattere industriale degli operatori appaiono in linea con il raggiungimento dei più elevati obiettivi del settore, persistono situazioni, principalmente nel Sud e nelle Isole, in cui si perpetuano rilevanti inefficienze, mantenendosi un rilevante *water service divide*. Peraltro, il permanere di situazioni di mancato affidamento del servizio (tenuto conto anche dei rallentamenti di taluni iter procedurali causati dall'emergenza epidemiologica da Covid-19) sembra rendere urgente l'azione di riforma complessiva volta al rafforzamento della *governance* della gestione del SII.

In tale contesto, la perdurante inerzia nelle procedure di affidamento del servizio rappresenta un ulteriore ostacolo proprio negli ambiti con rilevanti carenze infrastrutturali, che potrebbero conseguire effettivi miglioramenti nella qualità dei servizi erogati attraverso l'eventuale ricorso ai fondi messi a disposizione nell'ambito del Piano nazionale di ripresa e resilienza (di seguito anche: PNRR) (si veda il successivo paragrafo "Ulteriori misure a sostegno del finanziamento delle infrastrutture idriche").

Proprio con specifico riferimento allo stato di criticità dei servizi idrici in alcune Regioni del Mezzogiorno, l'Autorità ha ritenuto opportuno inviare a Parlamento e Governo la segnalazione 27 luglio 2021, 331/2021/I/idr. In particolare, in tale documento, sulla base degli esiti dell'attività di monitoraggio stabilmente svolta sullo stato del riordino degli assetti locali del settore, come precedentemente rappresentati, l'Autorità ha segnalato l'utilità di un intervento normativo di modifica delle vigenti previsioni legislative, volto ad introdurre strumenti che superino i pur rilevanti profili formali, per giungere a configurare situazioni gestionali dotate delle necessarie capacità organizzative e realizzative, laddove l'intervento auspicato dovrebbe, più nello specifico, mirare a rafforzare la garanzia delle tempistiche di affidamento e della qualità dei programmi, fondandosi su una soluzione strutturale e complessiva ulteriore rispetto al modello del commissariamento.

Collaborazione con altre istituzioni

Fondo per la promozione dell'uso consapevole della risorsa idrica

A partire dal mese di maggio 2021, l'Autorità è stata coinvolta dal Ministero della transizione ecologica (Direzione Generale per la Sicurezza del suolo e dell'acqua) nella partecipazione ad un Tavolo tecnico finalizzato alla redazio-

ne di un decreto ministeriale in attuazione dell'art. 1, comma 752, della legge n. 30 dicembre 2020, n. 178, recante "Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2021 e bilancio pluriennale per il triennio 2021-2023".

La disposizione in questione istituisce il "Fondo per la promozione dell'uso consapevole della risorsa idrica", con una dotazione pari a 500.000 euro per ciascuno degli anni 2021 e 2022, al fine di "garantire l'attuazione del principio di risparmio dell'acqua attraverso la promozione della misurazione individuale dei consumi", precisando come tali fondi siano, "nello stato di previsione del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare [ora Ministero della transizione ecologica]", da destinarsi "in collaborazione con l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente" a "campagne informative per gli utenti del servizio idrico integrato". La norma prevede, infine, l'adozione di un "decreto del Ministro [della transizione ecologica], sentiti il Ministro dello sviluppo economico e l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente", finalizzato alla definizione delle modalità di utilizzo del Fondo.

Il Tavolo tecnico ha vagliato le possibili modalità tecniche per l'attuazione della norma in considerazione e, con comunicazione del 3 settembre 2021, il Ministero della transizione ecologica ha trasmesso all'Autorità uno schema di decreto di attuazione del citato art. 1, comma 752 della legge n. 178/2020, che definiva le modalità di utilizzo per la sola annualità 2021 del "Fondo per la promozione dell'uso consapevole della risorsa idrica", prevedendo una dotazione finanziaria iniziale di 335.000 euro.

Con provvedimento 21 settembre 2021, 390/2021/1/idr, l'Autorità ha rilasciato parere favorevole, segnalando al contempo:

- la complessità delle attività necessarie per "garantire l'attuazione del principio di risparmio dell'acqua attraverso la promozione della misurazione individuale dei consumi", che implicano la collaborazione tra diversi soggetti coinvolti e da calibrarsi in ragione delle caratteristiche impiantistiche di ciascun edificio, in caso di condomini attualmente serviti da un unico contatore idrico centralizzato;
- l'opportunità che l'appello all'utente a misurare l'acqua sia correlato all'effettiva possibilità di installazione di misuratori legali individuali (in caso di interventi di "singolarizzazione" di utenze condominiali raggruppate) o di adozione delle dovute procedure per i misuratori divisionali per le singole unità immobiliari sottese;
- la necessità, pertanto, di avviare celermente la campagna di coinvolgimento rivolta agli *stakeholder* del servizio idrico integrato, istituendo un gruppo di lavoro presso il Ministero della transizione ecologica, con il coinvolgimento dell'Autorità e degli altri soggetti istituzionali indicati dalla norma primaria, nonché degli *stakeholder* territoriali, allo scopo di supportare la campagna informativa istituzionale e di suggerire ulteriori iniziative di comunicazione e amplificarne la diffusione capillare sul territorio nazionale.

Il Ministero della transizione ecologica ha, dunque, adottato il decreto 27 settembre 2021, prevedendo le modalità di adozione della campagna informativa, nelle seguenti diverse forme: campagne dedicate per cinema, tv e radio, affissioni, campagne su *social media*, oltre ad azioni mirate per la promozione della misurazione individuale dei consumi, rivolte ad enti locali, gestori del servizio idrico, *stakeholder* territoriali, associazioni dei consumatori e degli utenti, associazioni di amministratori di condominio.

Supporto nell'ambito di rilevazioni internazionali sul settore idrico

Nel 2021 è proseguita l'attività di supporto istituzionale nell'ambito di rilevazioni europee o internazionali aventi ad oggetto il settore idrico.

In particolare, nel luglio 2021, l'Organizzazione mondiale della sanità ha annunciato il lancio dell'indagine "Water Global Analysis and Assessment of Sanitation and drinking-water (GLAAS) 2021-2022", che mira ad assistere i paesi nell'analisi dei livelli di fornitura ed efficacia dei servizi igienico-sanitari e di acqua potabile, raccogliendo elementi in ordine a piani, politiche e regolamenti, accordi istituzionali e investimenti in termini di risorse finanziarie e umane. L'indagine GLAAS, che ha già completato cinque cicli di *reporting*, è diventata uno degli strumenti principali per il monitoraggio dell'Obiettivo di sviluppo sostenibile 6 (SDG6) relativo ad acqua, servizi igienico-sanitari e igiene (WASH), e l'Italia ha aderito all'iniziativa, eleggendo come *focal point* il Ministero della salute e l'Istituto superiore di sanità.

La raccolta dati è iniziata nell'ottobre 2021 e si concluderà entro aprile 2022, con pubblicazione del rapporto prevista nel terzo trimestre del 2022. Il completamento del questionario GLAAS ha richiesto la collaborazione e la fornitura di *input* da parte di istituzioni coinvolte nei diversi servizi (quali salute, finanza, istruzione, ambiente, acqua, statistica e altri), e dunque si è resa necessaria la costituzione di un gruppo di lavoro (i cui contributi sono in corso di finalizzazione) che vede la partecipazione anche dell'Autorità.

Inoltre, nel corso del 2021, l'Autorità ha fornito supporto al Ministero della transizione ecologica nell'ambito delle attività di *self assessment* previste dal regolamento (UE) 1060/2021 recante le "disposizioni comuni applicabili al Fondo europeo di sviluppo regionale, al Fondo sociale europeo Plus, al Fondo di coesione, al Fondo per una transizione giusta, al Fondo europeo per gli affari marittimi, la pesca e l'acquacoltura, e le regole finanziarie applicabili a tali fondi e al Fondo Asilo, migrazione e integrazione, al Fondo Sicurezza interna e allo Strumento di sostegno finanziario per la gestione delle frontiere e la politica dei visti". In particolare, tale attività si è esplicata nell'ambito della redazione delle risposte alle osservazioni formulate dalla Commissione europea, con riferimento alla condizione abilitante 2.5 relativa alla "Pianificazione aggiornata degli investimenti necessari nel settore idrico e nel settore delle acque reflue", necessaria al fine dell'attribuzione dei fondi FESR e del Fondo di coesione, aventi l'obiettivo specifico di promuovere l'accesso all'acqua e la sua gestione sostenibile.

Nello specifico, i criteri di adempimento per la condizione abilitante includono: "1. una valutazione dell'attuale stato di attuazione della direttiva 91/271/CEE del Consiglio¹ e della direttiva 98/83/CE del Consiglio²; 2. l'identificazione e la pianificazione di tutti gli investimenti pubblici, compresa una stima finanziaria indicativa: a) necessari per dare attuazione alla direttiva 91/271/CEE, compresa la definizione delle priorità per quanto riguarda la dimensione degli agglomerati e l'impatto ambientale, con investimenti ripartiti per ciascun agglomerato per il trattamento di acque reflue; b) necessari per attuare la direttiva 98/83/CE; c) necessari per soddisfare le esigenze derivanti dalla direttiva (UE) 2020/2184, in particolare per quanto riguarda la revisione dei parametri di qualità di cui all'allegato I di tale direttiva; 3. una stima degli investimenti necessari al rinnovo delle infrastrutture esistenti per le acque reflue e l'approvvigionamento idrico, comprese le reti e in funzione della loro età e dei piani di ammortamento; 4. un'indicazione delle potenziali fonti di finanziamento pubblico, qualora sia necessario per integrare i diritti di utenza".

Su tali tematiche, l'Autorità ha fornito il proprio supporto relativamente agli aspetti di propria competenza.

1 Direttiva 91/271/CEE del Consiglio del 21 maggio 1991 concernente il trattamento delle acque reflue urbane (Gazzetta ufficiale delle Comunità europee 30 maggio 1991, L 135).

2 Direttiva 98/83/CE del Consiglio del 3 novembre 1998 concernente la qualità delle acque destinate al consumo umano (Gazzetta ufficiale delle Comunità europee 5 dicembre 1998, L 330).

Tariffe e investimenti

Verifica degli schemi regolatori

Proposte tariffarie approvate per il periodo 2020-2023

Con la delibera 27 dicembre 2019, 580/2019/R/idr, l'Autorità ha approvato il Metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio 2020-2023 (di seguito anche: MTI-3), integrando e sviluppando – comunque in un quadro generale di regole stabile e certo – la regolazione asimmetrica e innovativa, basata su una matrice di schemi regolatori, applicata a partire dal 2014 (e declinata prima nell'MTI e poi nell'MTI-2, come integrato e modificato dalla delibera 918/2017/R/idr), al fine di perseguire i seguenti obiettivi: i) la conferma di regole in grado di favorire la spesa per investimenti, come determinata alla luce della regolazione della qualità tecnica; ii) l'introduzione di disposizioni in grado di promuovere una crescente efficienza gestionale; iii) l'esplicitazione di misure tese a valorizzare interventi per la sostenibilità e la resilienza a fronte del *climate change*; e iv) il rafforzamento di elementi per la convergenza fra le diverse aree del Paese, anche prevedendo – per alcune realtà che si trovano ad operare nelle aree più svantaggiate e in un'ottica di superamento del *water service divide* – una specifica fattispecie di regolazione tariffaria applicabile (schema regolatorio di convergenza, descritto nella successiva sezione dedicata).

Gli specifici strumenti predisposti dall'Autorità per supportare gli enti di governo dell'ambito nell'adempimento degli obblighi fissati dall'MTI-3 hanno dovuto tenere conto delle misure di flessibilità e delle azioni urgenti adottate dall'Autorità medesima, in particolare con la delibera 23 giugno 2020, 235/2020/R/idr, a seguito dell'epidemia da Covid-19, ferma restando la necessità di consolidare i risultati raggiunti nel settore idrico e di superare le diffuse criticità rilevate in ordine allo stato delle infrastrutture idriche.

Nel corso del 2021 – e nei primi mesi del 2022 – l'Autorità ha proseguito la propria attività istruttoria per l'approvazione delle tariffe relative al terzo periodo regolatorio (adottando 47 delibere di determinazione tariffaria che interessano complessivamente circa 27 milioni di abitanti), concludendo, in taluni casi, anche le verifiche sulle predisposizioni per l'aggiornamento tariffario biennale 2018-2019, riferite a contesti caratterizzati da talune complessità delle proposte stesse.

Nel loro insieme, le determinazioni tariffarie per il quadriennio 2020-2023 deliberate dall'Autorità (fino al 31 marzo 2022) riguardano 89 gestioni, interessando 30.348.867 abitanti (residenti in 3.432 Comuni). Si tratta in particolare di:

- 67 gestioni (che erogano il servizio a 30.194.546 abitanti, residenti in 3.410 Comuni), per le quali è stato approvato il relativo schema regolatorio proposto dai soggetti competenti (composto da Programma degli interventi, Pdl – che include il Piano delle opere strategiche (POS) –, Piano economico finanziario, PEF, e convenzione di gestione), previa puntuale verifica dell'Autorità in ordine alla coerenza tra le criticità infrastrutturali rilevate sul territorio, gli obiettivi specifici fissati dai medesimi, gli interventi programmati per il periodo 2020-2023 e il moltiplicatore tariffario teta (θ), come risultante dalle regole per il riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio. Nello specifico, per le gestioni in parola è stato pianificato un fabbisog-

gno di investimenti per il quadriennio 2020-2023 (ivi inclusi quelli che si prevede di realizzare con contributi a fondo perduto già stanziati ed effettivamente disponibili) pari a 8.029.777.784 euro;

- 22 gestioni in economia operanti nella Regione Calabria (per una popolazione complessivamente servita pari a 154.321 abitanti), per le quali è stato approvato – come illustrato più avanti – il relativo schema regolatorio di convergenza, ritenendo le modalità di recepimento dei criteri sottesi alla definizione del medesimo adeguato a promuovere il superamento progressivo delle condizioni di *water service divide*, nonché a favorire il miglioramento dei profili di qualità tecnica e di qualità contrattuale.

Nello specifico, nei citati provvedimenti di approvazione tariffaria sono stati richiamati gli esiti dei controlli effettuati in ordine:

- all'assenza delle cause di esclusione dall'aggiornamento tariffario per il terzo periodo regolatorio, come previste all'art. 8 della delibera 580/2019/R/idr (che contempla, fra le relative fattispecie, l'assenza del titolo a esercire il servizio, la fatturazione del consumo minimo impegnato, la mancata adozione della carta dei servizi, la mancata consegna degli impianti al gestore affidatario di ambito e il mancato versamento alla Cassa per i servizi energetici e ambientali – di seguito anche: CSEA – delle componenti perequative);
- alla sussistenza dei requisiti di qualità tecnica di cui al titolo 6 dell'Allegato A alla delibera 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr, RQTI (in ordine alla disponibilità dei dati di misura, all'ottemperanza alle verifiche sulla qualità dell'acqua erogata, all'assenza di agglomerati in condanna ai sensi della direttiva 91/271/CEE e all'affidabilità dei dati di qualità tecnica), nonché ai valori iniziali assunti dai macro-indicatori di qualità tecnica ai fini della definizione degli obiettivi per gli anni 2020-2021, dandone, per ciascun gestore, specifica evidenza nella pertinente delibera di approvazione tariffaria, unitamente ai principali interventi infrastrutturali programmati per il raggiungimento degli obiettivi stabiliti dalla RQTI, esplicitando tra questi gli interventi consistenti in nuove opere strategiche (ricompresi nel POS);
- ai costi di investimento e di esercizio (di cui i gestori hanno prodotto dichiarazione di corrispondenza con le informazioni patrimoniali, economiche e finanziarie risultanti dalle fonti contabili obbligatorie), tra l'altro specificando l'eventuale presenza di:
 - scostamenti tra la spesa effettiva per investimenti e il fabbisogno pianificato, valutandone l'entità – anche in termini di raggiungimento degli obiettivi di qualità tecnica –, le motivazioni dei ritardi e i relativi effetti, anche adottando i sistemi di penalizzazione previsti al comma 34.4 dell'MTI-3, che include specifiche misure volte al recupero dei benefici non ammissibili eventualmente conseguiti dai soggetti gestori (nel caso in cui avessero fatto ricorso *ex ante* a schemi regolatori di promozione degli investimenti e abbiano rendicontato *ex post* valori di spesa inferiori alle soglie minime stabilite);
 - con riferimento alla componente dei costi operativi endogeni $Opex_{end}^a$, recuperi di efficienza da parte delle gestioni, secondo le modalità definite all'art. 17 dell'MTI-3³;
 - costi operativi connessi a specifiche finalità, $Opex_{tel}^a$, di cui all'art. 18 dell'MTI-3⁴, nonché di eventuali recuperi (a vantaggio dell'utenza), per talune delle voci ricomprese in detta componente, dello scostamento

3 In particolare, è stata data evidenza, per ciascun gestore per il quale è stato riscontrato un margine $\Delta Opex$ positivo (dato dalla differenza tra i costi operativi endogeni riconosciuti al gestore nella tariffa dell'annualità 2016 e il costo operativo efficientabile, CO_{eff} , sostenuto dall'operatore con riferimento alla medesima annualità):

- della classe della tabella di cui al comma 17.1 dell'MTI-3, in cui il gestore si posiziona in considerazione del pertinente livello *pro capite* (riferito al 2016) del costo operativo totale sostenuto;
- del *cluster* (di cui alla medesima tabella) in cui ricade l'operatore, tenuto conto del relativo costo operativo stimato, calcolato applicando il richiamato modello statistico elaborato dall'Autorità;
- del fatto che il soggetto competente abbia proceduto, ai fini del calcolo dei costi operativi endogeni $Opex_{end}^a$ di cui all'art. 17 dell'MTI-3, a determinare la quota $[(1 + \gamma_{ij}^{OP}) \times \max\{0; \Delta Opex\}]$, prevista a decurtazione della componente di costo $Opex_{end}^{2016}$, sulla base del valore del coefficiente γ_{ij}^{OP} , determinato dalla classe e dal *cluster* di cui ai due precedenti alinea;
- del rispetto delle modalità previste dal punto 9 della determina 29 giugno 2020, 1/2020 – DSID, con riferimento alla destinazione della quota $[(1 + \gamma_{ij}^{OP}) \times \max\{0; \Delta Opex\}]$, da versare alla CSEA secondo le istruzioni operative dalla medesima definite.

4 Il citato art. 18 dell'MTI-3 ricomprende all'interno della componente $Opex_{tel}^a$ le seguenti voci di costo aventi natura previsionale: i) oneri riconducibili ad integrazioni gestionali

- tra la quantificazione ritenuta ammissibile, in sede di prima approvazione, nelle annualità precedenti, e gli oneri effettivamente sostenuti dal gestore nella medesima annualità;
- oneri aggiuntivi per lo smaltimento dei fanghi da depurazione (in considerazione della peculiare situazione di mercato venutasi a creare a partire dal 2017), verificandone le condizioni di ammissibilità che prevedono, ai sensi del comma 22.2 dell'MTI-3: i) il conseguimento nell'anno (a-2) dell'obiettivo di miglioramento o mantenimento associato al macro-indicatore M5 ("Smaltimento dei fanghi in discarica"); ii) la previsione nel pertinente Pdl degli opportuni interventi finalizzati al conseguimento dell'obiettivo di miglioramento o mantenimento del citato macro-indicatore;
 - misure per la sostenibilità finanziaria delle gestioni o per il rafforzamento della sostenibilità sociale, tra quelle previste – al fine di mitigare gli effetti derivanti dalla situazione emergenziale da Covid-19 sull'equilibrio economico e finanziario del settore idrico e sulle condizioni di svolgimento delle prestazioni – dalla delibera 235/2020/R/idr;
 - oneri esplicitati come costi ambientali e della risorsa.

Nei primi mesi del 2021, l'Autorità ha provveduto, altresì, ad inviare comunicazioni di diffida ad adempiere agli obblighi di predisposizione tariffaria per i gestori per i quali non erano ancora stati forniti – in tutto o in parte – gli atti, i dati e le informazioni necessarie alla determinazione delle tariffe per il terzo periodo regolatorio, anche in considerazione della circostanza per la quale l'adempimento agli obblighi fissati dalla regolazione rileva tra l'altro – come meglio dettagliato nel seguito – in ordine alle proposte di interventi da finanziare con risorse pubbliche (tenuto conto dei documenti di programmazione aggiornati ai sensi della regolazione vigente e delle capacità gestionali degli operatori interessati).

Schema regolatorio di convergenza

Con l'MTI-3 è stato previsto il c.d. schema regolatorio di convergenza, che trova applicazione (per un periodo limitato e predefinito) con riferimento alle situazioni caratterizzate da una perdurante e significativa carenza di informazioni⁵ e che consente al soggetto competente di effettuare una valorizzazione parametrica delle componenti di costo (costi operativi e costi delle immobilizzazioni) ai fini della predisposizione tariffaria.

Lo schema regolatorio di convergenza si inserisce nell'ambito delle misure predisposte dall'Autorità, in ottica di semplificazione degli adempimenti richiesti e di penalizzazione per stimolare la *compliance* alla regolazione, per il superamento del cosiddetto *water service divide*, al fine di favorire la progressiva convergenza ad una situazione di maggiore uniformità sul territorio nazionale. Nell'ambito delle proprie competenze, l'Autorità è infatti chiamata a promuovere il graduale superamento delle condizioni che limitano l'accesso alle misure tese a favorire il continuo miglioramento dei profili di stabilità e certezza del quadro degli assetti istituzionali locali, di qualità tecnica e contrattuale, nonché degli elementi di trasparenza da garantire a beneficio dei fruitori del servizio.

o alla presenza di nuovi processi tecnici gestiti, Op^{new}; ii) costi per gli adeguamenti agli standard di qualità tecnica definiti con la delibera 917/2017/R/idr, Opex^{OT}; iii) oneri aggiuntivi relativi ad aspetti riconducibili all'adeguamento agli obiettivi di qualità contrattuale di cui alla delibera 17 dicembre 2019, 547/2019/R/idr, Opex^{OC}; iv) oneri per il mantenimento o l'introduzione di agevolazioni ulteriori rispetto a quelle minime previste dalla regolazione (c.d. bonus idrico integrativo) e per interventi di limitazione associabili ai casi di cui al comma 7.3, lett. a), dell'Allegato A alla delibera 16 luglio 2019, 311/2019/R/idr (REMSII), Op^{social}; v) oneri per l'implementazione delle misure tese ad accelerare l'adeguamento alle più recenti disposizioni regolatorie per rendere gli utenti maggiormente consapevoli dei propri consumi, nonché per favorire le procedure di limitazione in caso di morosità e di disalimentazione selettiva della fornitura – ove ne ricorrano i presupposti – Op^{ms}; vi) limitatamente all'anno 2020, gli oneri aggiuntivi connessi all'emergenza epidemiologica da Covid-19 che non trovano copertura nelle altre componenti di costo e la valorizzazione dei minori costi operativi conseguenti anche alle iniziative adottate per il contrasto alla diffusione del virus, Op^{COVID}.

⁵ Indipendentemente dall'eventuale avvio di processi di integrazione delle gestioni.

Nel corso del 2020 e del 2021 sono stati presentati all’Autorità schemi regolatori di convergenza in particolare relativi a talune aree del Mezzogiorno del Paese, secondo regole semplificate e sulla base di un programma di impegni ben identificati, con un percorso di recupero della qualità del servizio prevista dalla regolazione nazionale.

Come sopra anticipato, l’Autorità ha approvato i primi schemi regolatori di convergenza presentati dal competente ente di governo dell’ambito per 22 gestioni comunali operanti in Calabria, sulla base di specifici programmi di impegni presentati all’Autorità sia in ordine al completamento del processo di aggregazione per la costituzione del gestore unico d’ambito, sia relativamente agli obblighi di qualità tecnica, di qualità contrattuale e di corretta tenuta dei registri tecnico-contabili, quali elementi essenziali per il raggiungimento degli imprescindibili elementi di trasparenza da garantire a beneficio dei fruitori del servizio.

Criteri per l’aggiornamento biennale 2022-2023

Nell’ambito del procedimento avviato con la delibera 13 luglio 2021, 306/2021/R/idr, l’Autorità, nel documento per la consultazione 11 novembre 2021, 489/2021/R/idr, ha illustrato i propri orientamenti in ordine alla definizione delle regole e delle procedure per l’aggiornamento biennale, di cui al citato art. 6 della delibera 580/2019/R/idr, ai fini della rideterminazione delle tariffe del servizio idrico integrato per le annualità 2022 e 2023.

Il processo di consultazione si è concluso con l’adozione della delibera 30 dicembre 2021, 639/2021/R/idr, con la quale l’Autorità ha approvato i criteri per l’aggiornamento biennale (2022-2023) delle predisposizioni tariffarie del servizio idrico integrato, rendendosi anche necessario e opportuno definire regole e procedure tese a rafforzare la dovuta chiarezza, trasparenza, affidabilità e certezza del quadro regolatorio di riferimento alla luce degli esiti dei recenti contenziosi⁶, nonché in considerazione degli interventi regolatori richiesti per una efficace implementazione delle misure recate dal Piano nazionale di ripresa e resilienza.

In particolare, in osservanza del principio di recupero dei costi efficienti di esercizio e di investimento, per quanto attiene ai dati da utilizzare ai fini dell’aggiornamento del vincolo ai ricavi del gestore (VRG) e del moltiplicatore tariffario ϑ per gli anni 2022 e 2023, è stato previsto che:

- la determinazione delle tariffe del 2022 venga aggiornata con i dati di bilancio relativi all’anno 2020 o, in mancanza, con quelli dell’ultimo bilancio disponibile;
- la determinazione delle tariffe per l’anno 2023 venga aggiornata con i dati di bilancio o di preconsuntivo relativi all’anno 2021 o, in mancanza, con quelli dell’ultimo bilancio disponibile, salvo le componenti per le quali è esplicitamente ammesso un dato stimato.

⁶ Sono giunti a conclusione i contenziosi relativi a:

- alcune disposizioni del metodo tariffario transitorio, MTT, di cui alla delibera 28 dicembre 2012, 585/2012/R/idr (relativa agli anni 2012-2013), con sentenze che, nel confermare l’impostazione generale adottata dall’Autorità e nel valutare positivamente una serie di elementi specifici, hanno fatto emergere, comunque, la necessità di correttivi a talune regole di computo della metodologia tariffaria *pro tempore* vigente;
- alla regolazione della qualità tecnica (RQT), per quanto attiene alla definizione dell’indicatore “Perdite idriche lineari”.

Ai fini delle rideterminazioni tariffarie per il biennio 2022-2023, sono stati quantificati taluni parametri quali i tassi di inflazione per l'aggiornamento dei costi operativi, I^{2021} e I^{2022} , nonché i valori dei deflatori degli investimenti fissi lordi, dfI_{2022}^{2021} e dfI_{2021}^{2022} .

Con riferimento alle misure per la promozione dell'efficienza, si è reso opportuno:

- con riguardo ai criteri per l'aggiornamento dei costi operativi:
 - individuare il costo medio di settore della fornitura elettrica, $\overline{CO_{EE}^{medio,a-2}}$, da utilizzarsi per la rideterminazione della componente relativa ai costi dell'energia elettrica di cui all'art. 20 dell'MTI-3; i valori in parola sono stati individuati alla luce della volatilità dei prezzi dell'energia elettrica riscontrata negli ultimi mesi del 2021, nonché in esito alle analisi condotte sulle informazioni comunque comunicate all'Autorità che hanno evidenziato, rispetto al dato fissato con determina 1/2020 – DSID ai fini della prima approvazione delle proposte tariffarie 2020-2023, una riduzione nel corso dell'annualità 2020 dei costi unitari di energia elettrica sostenuti dai gestori del servizio idrico a cui, nel 2021, è seguito un incremento. Peraltro, alla luce degli elementi acquisiti in esito alla consultazione, si è ritenuto opportuno prevedere la valorizzazione, su motivata istanza da parte dell'ente di governo dell'ambito, di una componente aggiuntiva di natura previsionale ($Op_{EE}^{exp,a}$), da inserire nell'ambito della componente CO_{EE}^a , volta ad anticipare almeno in parte gli effetti del *trend* di crescita del costo dell'energia elettrica, nell'ottica di assicurare la sostenibilità economico-finanziaria delle gestioni e di contenere l'impatto dei futuri conguagli sulla tariffa applicata agli utenti;
 - nell'ambito dei costi operativi associati a specifiche finalità, Op_{tel}^a , esplicitare che la componente OP_{mis}^a , di cui al comma 18.11 dell'MTI-3, possa essere quantificata per la copertura degli oneri attesi per rendere più efficace il servizio di misura ovvero per l'erogazione (secondo condizioni non discriminatorie) di incentivi all'utenza, ove si rinviengano le seguenti casistiche:
 - a) interventi di individualizzazione della fornitura;
 - b) contrattualizzazione/affidamento di un servizio completo di misura interno ai condomini – organizzata in proprio o mediante società di contabilizzazione – che preveda almeno le attività di: installazione e sostituzione contestuale dei contatori divisionali, lettura periodica dei medesimi (prevedendo l'adozione di strumenti per i quali sia possibile rilevare le misure tramite telelettura – di prossimità o da remoto – in caso di installazione all'interno delle unità abitative), ripartizione della bolletta condominiale sulla base dei singoli consumi rilevati;
- per quanto concerne i criteri per l'aggiornamento delle componenti a conguaglio di cui all'art. 27 dell'MTI-3, prevedere che, per il 2023, la quantificazione della voce Rc_{ALTRO}^a possa tener conto – alla luce del protrarsi degli effetti dell'emergenza epidemiologica da Covid-19 – anche degli oneri aggiuntivi, ovvero dei minori costi operativi, conseguenti alle iniziative adottate nel 2021 per il contrasto alla diffusione del virus, secondo le medesime modalità e nel rispetto dei limiti previsti al comma 18.12 dell'MTI-3.

Inoltre, è stato necessario definire ulteriori regole per i conguagli, 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, prevedendo che l'ente di governo dell'ambito riconsideri, su istanza del gestore per la copertura dei costi efficienti, le predisposizioni tariffarie relative alle annualità 2012 e 2013, nonché al periodo 21 luglio-31 dicembre 2011, potendo predisporre la componente di conguaglio aggiuntiva, Rc_{ARC}^a . In particolare, sono state declinate le condizioni e le modalità nel rispetto delle quali possano essere computate le pertinenti voci di conguaglio in ottemperanza alle sentenze con cui il Consiglio di Stato si è pronunciato, accogliendo le censure avanzate da taluni gestori in merito:

- ai criteri per la determinazione della "quota a compensazione del capitale circolante netto", CCN, di cui all'art. 11 dell'MTT, nella misura in cui nel relativo computo non vengono considerate le voci di costo e ricavo relative alle "altre attività idriche";
- alle disposizioni di cui agli articoli 40 e seguenti dell'MTT, nella misura in cui – introducendo la componente "Fondo nuovi investimenti", FoNI, riscossa per il finanziamento dei nuovi investimenti o di agevolazioni tariffarie a carattere sociale – non viene previsto il riconoscimento degli oneri fiscali su detta componente;
- alle modalità di riconoscimento dei maggiori "costi per variazioni sistemiche o eventi eccezionali", nella parte in cui si dispone (al comma 45.8 dell'MTT) che l'aggravio di costo sia riconosciuto nei limiti della differenza tra i costi operativi riscontrati nel bilancio di esercizio dell'anno in esame e la componente tariffaria Opex determinata per il medesimo anno;
- alle regole di computo dei "conguagli del vincolo riconosciuto ai ricavi" di cui all'art. 46 dell'MTT, nella parte in cui si prevede che i conguagli – derivanti dalla differenza tra costi ammessi a riconoscimento tariffario in un determinato anno e i pertinenti costi valutati a consuntivo per la medesima annualità – vengano aggiornati esclusivamente considerando il tasso di inflazione, anziché tenendo conto anche dell'onere finanziario corrispondente al ritardato riconoscimento della copertura del costo;
- alla delibera 25 giugno 2013, 273/2013/R/idr (con la quale sono stati definiti i criteri per la restituzione agli utenti finali della componente tariffaria del servizio idrico integrato relativa alla remunerazione del capitale, abrogata in esito al referendum popolare del 12 e 13 giugno 2011, con riferimento al periodo 21 luglio-31 dicembre 2011 non coperto dal metodo tariffario transitorio), nella misura in cui – a differenza dell'MTT – non vengono considerati nel computo dei ricavi ammissibili i costi del capitale proprio.

Nell'ambito delle misure a sostegno degli investimenti, si è poi proceduto a:

- prevedere, in continuità con le verifiche stabilmente compiute dall'Autorità, specifici controlli sull'effettiva realizzazione degli investimenti programmati per gli anni 2020 e 2021 (ivi inclusi quelli per i quali erano previsti contributi a fondo perduto), nonché sulla congruità tra gli obiettivi prioritari previsti per le annualità successive e la sostenibilità economico-finanziaria della gestione;
- con riguardo ai parametri da utilizzare ai fini del calcolo degli oneri finanziari e fiscali:
 - rideterminare il valore del *benchmark* r_f^{real} (tasso *risk free* reale), coerentemente con l'esito del procedimento per la definizione del capitale investito nei settori elettrico e gas, conclusosi con la delibera 23 dicembre 2021, 614/2021/R/com;
 - confermare – alla luce delle persistenti caratteristiche del comparto idrico – il valore del parametro WRP (*water utility risk premium*);
 - rideterminare, coerentemente con l'adeguamento del *benchmark* r_f^{real} (tasso *risk free* reale), il valore del parametro K_d^{real} (rendimento di riferimento delle immobilizzazioni, comprensivo anche del *debt risk premium*), con la precisazione che detto parametro rileva anche ai fini della determinazione del saggio reale per la copertura dei costi riferiti alle immobilizzazioni in corso (S_{LCC}^a), ai sensi di quanto previsto al comma 11.5 dell'MTI-3.

Inoltre, con la finalità di definire le misure regolatorie più idonee a permettere una efficace applicazione degli strumenti di supporto del *Next Generation EU* per il perseguimento, in particolare, degli obiettivi di digitalizzazione e di innovazione individuati tra gli assi strategici del PNRR, nell'ambito della medesima delibera 639/2021/R/idr si è ritenuto necessario:

- adeguare la regolazione della qualità tecnica di cui alla delibera 917/2017/R/idr, alla luce della pronuncia del Consiglio di Stato con la quale è stata accolta la censura avanzata in relazione ai criteri per il calcolo del valore

dell'indicatore M1a – “Perdite idriche lineari”, laddove, nel rapporto tra volume delle perdite idriche e lunghezza complessiva della rete, esclude, al denominatore (lunghezza rete), le derivazioni d'utenza (o condotte di allaccio). Nello specifico, procedere a:

- introdurre – tenuto conto dei dati disponibili e dei contributi ricevuti nell'ambito della consultazione – una modalità parametrica per la determinazione della lunghezza degli allacci (in funzione della lunghezza della rete di distribuzione) da considerare al denominatore della formula dell'indicatore M1a, nonché prevedere che la valutazione parametrica possa essere superata dal dato dichiarato (previa presentazione di apposita istanza) solo in presenza di georeferenziazione completa – con rilievo topografico geolocalizzato – dei chilometri di allaccio;
- ai fini della definizione degli obiettivi di qualità tecnica del macro-indicatore M1 – “Perdite idriche”, riformulare le relative classi di appartenenza aggiornando la tavola 2 riportata al comma 6.3 dell'Allegato A alla delibera 917/2017/R/idr (RQTI);
- prevedere che, in sede di aggiornamento degli atti che compongono lo specifico schema regolatorio (e, in particolare, del programma degli interventi, di cui il Piano delle opere strategiche costituisce parte integrante e sostanziale):
 - siano recepiti gli interventi finanziati dalle risorse pubbliche stanziati nell'ambito dei richiamati strumenti del *Next Generation* EU, anche con indicazione dello sviluppo temporale delle relative spese previste;
 - si tenga conto degli impatti del menzionato aggiornamento della RQTI, esplicitando gli interventi necessari al raggiungimento degli obiettivi di qualità tecnica per il periodo 2022-2023.

Infine, nell'ottica di sostenere il percorso di miglioramento già intrapreso, a garanzia della continuità e dell'affidabilità delle prestazioni erogate, e di mitigare gli effetti di possibili forme di discontinuità che potrebbero verificarsi nella fase conclusiva dello stato di emergenza da Covid-19, si è altresì ritenuto opportuno confermare alcuni degli accorgimenti (comunque coerenti con l'assetto di regole complessivo) introdotti con la delibera 235/2020/R/idr, in particolare, estendendo anche al biennio 2022-2023 gli elementi di flessibilità nei meccanismi di valutazione delle prestazioni di qualità contrattuale e tecnica, prevedendo che gli obiettivi di qualità, riferiti alle citate annualità, siano valutati cumulativamente su base biennale (in luogo della valutazione annuale ordinariamente prevista dall'Allegato A alla delibera 23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr e dall'Allegato A alla delibera 917/2017/R/idr).

Inoltre, dovendo garantire la coerenza tra il bonus sociale idrico erogato automaticamente agli utenti domestici in condizioni di disagio economico e sociale ai sensi della delibera 23 febbraio 2021, 63/2021/R/com, e il relativo onere, si è proceduto – in ragione del fabbisogno di risorse associato all'erogazione dell'agevolazione nell'ambito del nuovo meccanismo di riconoscimento automatico (stimabile tenendo conto della platea dei nuclei familiari agevolabili sul territorio nazionale, per il 2021, nonché dell'entità della tariffa agevolata, della tariffa di fognatura e di depurazione decisa a livello locale) – alla rideterminazione della componente perequativa UI3, comunque in un'ottica di contenimento degli oneri sulla generalità degli utenti.

Alla luce degli elementi emersi in sede di consultazione, al fine di mitigare l'effetto derivante da tassi di morosità che si stimano in aumento e dal concomitante aggiornamento della componente UI3, si è peraltro proceduto ad esplicitare che, ai fini dell'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie, il costo di morosità massimo ammissibile, CO_{mor}^a , sia quantificato applicando le percentuali di cui al comma 28.2 dell'MTI-3 al fatturato comprensivo di quello derivante dall'applicazione delle componenti perequative.

Da ultimo, per assicurare un efficace avvio delle iniziative che verranno intraprese nel prossimo quadriennio per la promozione dell’*“adozione di soluzioni innovative (...) attraverso l’introduzione di specifici meccanismi e misure incentivanti”* – in coerenza con quanto prospettato, con riferimento alle linee strategiche dell’Autorità per il periodo 2022-2025, nella delibera 13 gennaio 2022, 2/2022/A – si è istituito presso la CSEA uno specifico *“Conto per l’alimentazione del Fondo per la promozione dell’innovazione nel servizio idrico integrato”*, cui destinare le risorse conseguenti all’implementazione del meccanismo di graduale recupero dell’efficienza gestionale introdotto dall’Autorità nell’ambito dell’MTI-3 (con regole di riconoscimento dei costi operativi endogeni basate – come argomentato in precedenza – sulla *clusterizzazione* di ciascuna gestione, in ragione di un confronto tra il costo operativo effettivo del gestore e il corrispondente costo risultante dall’applicazione del modello statistico elaborato dall’Autorità).

Ulteriori misure a sostegno del finanziamento delle infrastrutture idriche

Contributo all’implementazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza e del REACT-EU

In conformità con quanto previsto dal regolamento (UE) 241/2021 (che istituisce il Dispositivo per la ripresa e la resilienza, al fine di *“fornire un sostegno finanziario efficace e significativo volto ad accelerare l’attuazione di riforme sostenibili e degli investimenti pubblici correlati negli Stati membri”*), in data 5 maggio 2021 il Governo italiano ha trasmesso alla Commissione europea una proposta di Piano nazionale di ripresa e resilienza, articolata in sei missioni (tra le quali è inclusa la Missione M2 – *“Rivoluzione verde e transizione ecologica”*). Il PNRR⁷ adottato dall’Italia prevede, in particolare, una serie di interventi (articolati nella Componente C4 – *“Tutela del territorio e della risorsa idrica”*), finalizzati a garantire una gestione sostenibile delle risorse idriche lungo l’intero ciclo e il miglioramento della qualità ambientale delle acque, in particolare:

- assicurando la sicurezza degli approvvigionamenti idrici;
- perseguendo la riduzione delle perdite idriche tramite il potenziamento degli strumenti di distrettualizzazione e di digitalizzazione delle reti;
- promuovendo il miglioramento delle infrastrutture di fognatura e depurazione, al fine di rendere più efficaci i processi di trattamento e ridurre il numero di abitanti in zone non conformi (anche attraverso l’innovazione tecnologica), nonché consentire il recupero di energia e materia dai fanghi e il riutilizzo delle acque reflue depurate per scopi irrigui e industriali;
- accompagnando tali obiettivi con un’azione di riforma che rafforzi e affianchi la *governance* del servizio idrico integrato.

⁷ Sul quale la Commissione si è espressa con valutazione positiva tramite la proposta di decisione di esecuzione COM(2021) 344 final, approvata successivamente dal Consiglio in data 13 luglio 2021.

Gli obiettivi della componente C4 sono stati a loro volta tradotti in una serie di linee di finanziamento e di riforma, delle quali si riportano di seguito quelle riconducibili (in tutto o in parte) al perimetro del servizio idrico integrato e alla cui definizione l'Autorità ha fornito o sta fornendo il proprio supporto:

- M2C4 – I4.1 “Investimenti in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell’approvvigionamento idrico” (la cui attività di implementazione è illustrata nel successivo paragrafo “Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza nel settore 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 previste sempre dalla Commissione europea, la quale, con decisione C(2021) 5950 del 6 agosto 2021, ha adottato un’integrazione al Programma operativo nazionale infrastrutture e reti 2014-2020 (PON IeR), che si articola in cinque Assi prioritari, tra i quali è stato incluso l’Asse IV “Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell’acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti”, funzionale al raggiungimento principalmente dell’obiettivo di rafforzare la digitalizzazione delle reti, da trasformare in una “rete intelligente”, per promuovere una gestione ottimale delle risorse idriche, ridurre gli sprechi e limitare le inefficienze. L’iniziativa ha messo a disposizione inizialmente 313 milioni di euro, finanziati dal Pacchetto di assistenza alla ripresa per la coesione e i territori di Europa (REACT-EU), che saranno integrati con ulteriori 169 milioni di euro (per una dotazione complessiva di 482 milioni di euro)⁸.

Attività svolte nell’ambito dell’Avviso PON IeR Asse IV in materia di interventi volti alla “Riduzione delle perdite idriche nelle reti di distribuzione dell’acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti” (REACT- EU)

In data 3 novembre 2021 è stato pubblicato dal Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili (di seguito anche: MIMS), titolare del PON IeR al quale fa riferimento l’intervento, l’avviso pubblico di manifestazione di interesse per la formulazione delle proposte progettuali.

L’avviso (alla cui redazione l’Autorità ha fornito il proprio supporto, collaborando alla declinazione di modalità di valutazione coerenti con la valorizzazione delle capacità gestionali degli operatori del servizio idrico integrato e del contributo che gli interventi infrastrutturali proposti possono produrre per il conseguimento dei target di qualità tecnica fissati dalla regolazione) ha disposto, tra l’altro, che:

- potessero presentare le richieste di finanziamento gli enti di governo dell’ambito con riferimento a: i) soggetti attuatori che risultassero gestori affidatari del servizio idrico integrato (selezionati ai sensi del decreto legislativo n. 152/2006 nel rispetto del principio di unicità della gestione), ovvero i soggetti salvaguardati ai sensi dell’art. 172, comma 2, del decreto legislativo n. 152/2006, che gestiscano il servizio idrico in base ad un affidamento assentito in conformità alla normativa *pro tempore* vigente e non dichiarato cessato *ex lege*, che abbiano sottoscritto la convenzione di affidamento con l’ente di governo d’ambito, e che abbiano ade-

⁸ Come annunciato nel comunicato del MIMS 9 marzo 2022, disponibile al link: <https://www.mit.gov.it/comunicazione/news/acqua-al-14-miliardi-di-euro-per-interventi-contro-la-dispersione-idrica>.

guato la medesima sulla base della convenzione-tipo adottata dall'Autorità con la delibera 656/2015/R/idr; ii) i soggetti salvaguardati ai sensi dell'art. 147, comma 2-*bis*, del decreto legislativo n. 152/2006, con una convenzione recante i contenuti minimi della convenzione tipo e in possesso dell'assenso formale alla gestione in forma autonoma rilasciata dal competente ente di governo dell'ambito;

- l'ammissibilità dei soggetti fosse subordinata alla condizionalità di ottemperanza agli obblighi previsti per l'adozione e l'approvazione, ai sensi della normativa *pro tempore* vigente, dello specifico schema regolatorio, composto dal programma degli interventi (incluso il Piano delle opere strategiche), dal piano economico-finanziario e dalla convenzione di gestione. L'intervento avrebbe dovuto servire una popolazione maggiore di 100.000 abitanti (o inferiore, in presenza di alcune condizioni, tra le quali quella di coincidere con l'intero ambito o sub-ambito territoriale ottimale), non avrebbe dovuto prevedere finanziamenti provenienti da altri fondi comunitari, nazionali e regionali e avrebbe dovuto possedere come requisito minimo di maturità progettuale lo studio di fattibilità.

L'avviso ha previsto, altresì, che la conclusione degli interventi proposti debba avvenire entro il 31 dicembre 2023⁹. Ai fini della selezione dei progetti e della definizione della graduatoria di quelli ammessi a finanziamento, l'avviso ha previsto l'istituzione di un gruppo di valutazione, formato, tra gli altri, da un rappresentante dell'Autorità. L'attribuzione dei punteggi per la stesura della graduatoria di ammissibilità si è basata su criteri di valutazione raggruppabili in tre categorie:

- qualità della proposta progettuale (risultati attesi sulla base degli obiettivi da raggiungere; attuazione dell'*asset management*; definizione della filiera organizzativa per l'attuazione della proposta; qualità dell'approccio tecnologico adottato per la riduzione e il controllo delle perdite idriche; capacità di cofinanziamento ed equilibrio delle fonti di finanziamento; stato di progettazione);
- impatto del progetto (riduzione del livello di perdita nella rete idrica rispetto a un parametro del 15%; sinergie con progetti esistenti; impatto sul raggiungimento degli obiettivi di digitalizzazione e riduzione delle perdite di rete; innovatività ambientale);
- criteri di premialità (possibilità o meno di anticipare di almeno 3 mesi la conclusione dei lavori rispetto alla data del 31 dicembre 2023; possibilità di considerevoli esternalità positive sociali e/o ambientali, come l'incremento occupazionale e minori interruzioni del servizio).

Il ruolo dell'Autorità nell'ambito del gruppo di valutazione si è, in particolar modo, espletato in merito:

- alla valutazione – per quanto attiene agli aspetti più direttamente connessi alle attribuzioni assegnate all'Autorità – del rispetto dei requisiti di ammissibilità;
- all'attribuzione dei punteggi associabili ai criteri di valutazione, in particolare quelli riferibili alla qualità della proposta progettuale (capacità di cofinanziamento del progetto ed equilibrio delle fonti di finanziamento), all'impatto del progetto (miglioramento della situazione attuale del livello di perdita nella rete idrica), all'impatto sul raggiungimento degli obiettivi di digitalizzazione e riduzione delle perdite di rete;
- alla verifica e alla valutazione dell'entità del cofinanziamento sulla base di elementi legati alla regolazione tariffaria applicabile (entità del cofinanziamento, attivazione o meno del vincolo alla crescita, ritardi riscontrati nella realizzazione degli investimenti, appartenenza a schemi regolatori di convergenza o specifici schemi regolatori ordinari).

In data 7 marzo 2022, sul sito del PON IeR è stato pubblicato l'elenco definitivo delle operazioni ammesse.

⁹ Tale termine deriva dalla natura europea del finanziamento, in quanto il programma REACT-EU è stato pensato dall'UE ad integrazione del ciclo dei Fondi strutturali 2014-2020, il cui termine ultimo per l'utilizzo è appunto il 31 dicembre 2023.

Contributo all'implementazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza per le linee di investimento M2C4 – I4.2 e M2C4 – I4.4

In data 9 marzo 2022 è stato pubblicato un avviso per l'assegnazione di 900 milioni di euro, a valere sui fondi del PNRR, che prevede il finanziamento di progetti da realizzare sull'intero territorio nazionale per la riduzione delle perdite idriche, di cui il 40% è destinato alle Regioni del Mezzogiorno (Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Molise, Puglia, Sardegna, Sicilia). Le proposte di intervento oggetto dell'Avviso dovranno essere rivolte alla "riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell'acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti" (linea di finanziamento I4.2, componente M2C4).

Nel corso del secondo semestre del 2021, l'Autorità ha fornito al MIMS (in particolare alla Direzione generale per le dighe e le infrastrutture idriche e alla Struttura tecnica di missione) il proprio supporto sia alla definizione della richiamata linea di finanziamento all'interno del PNRR (con specifico riferimento all'oggetto della misura, alla definizione dei target e delle *milestone* trasmesse alla Commissione europea ai fini del monitoraggio dei progetti selezionati¹⁰, alla dotazione finanziaria della relativa linea e all'ipotesi di distribuzione dei connessi flussi di investimento per il periodo 2021-2026), sia alla redazione dell'avviso e alla sua diffusione e comunicazione agli *stakeholder* del settore.

L'avviso in parola si caratterizza per una struttura analoga a quella del bando finanziato dal REACT-EU (illustrato nel precedente paragrafo) e prevede, in particolare: requisiti di ammissibilità al finanziamento (in termini, ad esempio, di conformità della *governance* e ottemperanza alla regolazione *pro tempore* vigente, popolazione minima interessata dall'intervento, rispetto delle tempistiche previste e raggiungimento dei target e delle *milestone* relativi alla linea di finanziamento in parola); criteri di valutazione oggetto di attribuzione di specifico punteggio (riconducibili alla qualità della proposta progettuale e all'impatto del progetto, in particolare in termini di riduzione delle perdite idriche e distrettualizzazione della rete di distribuzione); valutazioni sulla dimensione finanziaria e sull'entità del cofinanziamento, legate alla regolazione tariffaria applicabile. L'art. 10 dell'avviso prevede infine, anche in questo caso, che le proposte siano esaminate da un'apposita Commissione di valutazione, che sarà costituita da componenti nominati dalla Direzione Generale per le dighe e le infrastrutture idriche – di cui almeno uno designato dall'Autorità –, la cui attività si concluderà con la predisposizione e pubblicazione di una graduatoria delle proposte progettuali ammissibili al finanziamento.

Per quanto attiene invece alla linea di finanziamento M2C4 – I4.4, relativa agli "Investimenti in fognatura e depurazione", negli ultimi mesi del 2021 sono state avviate le interlocuzioni tra l'Autorità ed il Ministero della transizione ecologica al fine della redazione degli atti e della documentazione necessari all'implementazione della richiamata misura.

¹⁰ La linea in oggetto prevede, in particolare, i seguenti target:

- a livello europeo:
 - aggiudicazione ufficiale della gara d'appalto entro il terzo trimestre 2023;
 - realizzazione di 9.000 km di rete distrettualizzata entro il quarto trimestre del 2024 e complessivamente di 25.000 km di rete distrettualizzata al primo trimestre del 2026;
- a livello nazionale:
 - perdite idriche percentuali degli interventi selezionati pari al 35% al secondo trimestre 2026.

Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico

Primo elenco di interventi della sezione “acquedotti” del Piano nazionale (annualità 2019-2020): stato di attuazione

Con riferimento al “*primo stralcio del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico – sezione acquedotti*”¹¹, adottato con il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 1° agosto 2019, ai sensi dell’art. 1, comma 516¹², della legge n. 27 dicembre 2017, n. 205 – come successivamente modificato e integrato dall’art. 1, comma 143, della legge n. 30 dicembre 2018, n. 145¹³ e, da ultimo, con decreto legge n. 10 settembre 2021, n. 121, come convertito nella legge n. 9 novembre 2021, n. 156 (i cui effetti saranno illustrati nel successivo paragrafo) – nel corso del 2021 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 Piano¹⁴. Tuttavia, rispetto alle modalità di erogazione illustrate nella scorsa *Relazione Annuale*, nel corso del 2021 sono emerse talune esigenze di ulteriore coordinamento tra le attività di monitoraggio da parte dei vari ministeri interessati e lo sviluppo delle modalità tecniche di erogazione delle risorse implementate sulla base della procedura di cui all’art. 34, comma 2-*bis*, della legge n. 31 dicembre 2009, n. 196 (che definisce le modalità di impegno e pagamento nel caso di spesa da mandarsi a funzionari o commissari delegati). A tal fine, l’Autorità, con la delibera 16 febbraio 2021, 58/2021/R/idr, ha adottato una semplificazione delle modalità di erogazione delle risorse di cui al comma 4.1 della delibera 23 ottobre 2019, 425/2019/R/idr. Nello specifico, l’Autorità ha previsto una ripartizione delle risorse secondo due modalità, così declinate:

- una prima quota, in acconto, equivalente al 40% del finanziamento a valere sul capitolo di spesa 2019 (lettera a);
- in luogo delle quote originariamente previste alle lettere b), c) e d) del citato comma 4.1, l’erogazione dei finanziamenti – per la parte eccedente l’acconto e le eventuali quote già erogate e previa verifica del rispetto delle condizionalità di cui all’art. 7 della delibera 425/2019/R/idr – sulla base degli importi effettivamente spesi, come comunicati, in sede di rendicontazione, dall’ente di riferimento¹⁵.

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, lettera b), della delibera 425/2019/R/idr, ha provveduto ad autorizzare ulteriori quote di finanziamento per 5 interventi inclusi nell’Allegato 1 al DPCM 1° agosto 2019, per un importo complessivo di 5.060.609,88 euro, pari al 6,33% del finanziamento

11 Il primo stralcio di Piano è costituito da un elenco di 26 interventi/progetti (selezionati dall’Autorità con la Relazione 20 giugno 2019, 252/2019/R/idr), riconducibili a infrastrutture del servizio idrico integrato, la cui copertura è stata assicurata a valere e nel limite di 40.000.000 di euro per l’annualità 2019 e 40.000.000 di euro per l’annualità 2020.

12 L’art. 1, comma 516, della legge n. 27 dicembre 2017, n. 205, nella sua precedente formulazione, disponeva che, ai fini della “programmazione e realizzazione degli interventi necessari alla mitigazione dei danni connessi al fenomeno della siccità e per promuovere il potenziamento e l’adeguamento delle infrastrutture idriche”, con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri fosse adottato, anche per stralci, il Piano nazionale di interventi nel settore idrico, articolato in due sezioni: sezione “acquedotti” e sezione “invasi”. Il successivo comma 517 (ora abrogato) stabiliva che, ai fini della definizione della sezione “acquedotti” del citato Piano nazionale, l’Autorità – sentiti le regioni e gli enti locali interessati, sulla base delle programmazioni esistenti nonché del monitoraggio sull’attuazione dei piani economico-finanziari dei gestori – trasmettesse l’elenco degli interventi necessari e urgenti per il settore, con specifica indicazione delle modalità e dei tempi di attuazione, per la realizzazione dei seguenti obiettivi considerati prioritari: i) raggiungimento di adeguati livelli di qualità tecnica; ii) recupero e ampliamento della tenuta e del trasporto della risorsa idrica, anche con riferimento alla capacità di invaso; iii) diffusione di strumenti mirati al risparmio di acqua negli usi agricoli, industriali e civili.

13 Legge recante “Bilancio di previsione dello Stato per l’anno finanziario 2018 e bilancio pluriennale per il triennio 2018-2020”.

14 Per approfondimenti sull’iter normativo e sulle attività che hanno portato alla definizione dell’elenco e definizione delle modalità di erogazione delle risorse (di cui alla delibera 425/2019/R/idr), si rimanda al Volume 2 della *Relazione Annuale 2020* e della *Relazione Annuale 2021*.

15 Con la circolare 24 febbraio 2021, 4/2021/idr – che ha sostituito la precedente circolare 28 febbraio 2020, 10/2020/idr –, CSEA ha conseguentemente adattato le proprie modalità operative per l’erogazione delle quote e per la verifica – ai fini dell’accreditamento – delle certificazioni attestanti l’utilizzo da parte del soggetto realizzatore della spesa stanziata, prevedendo a tale scopo tre finestre temporali all’interno delle quali procedere agli accreditamenti.

totale stanziato nel biennio 2019-2020. I provvedimenti di interesse per quanto riguarda le autorizzazioni in parola sono:

- la delibera 6 luglio 2021, 294/2021/R/idr, con riferimento all'intervento n. 14, proposto dall'Autorità d'ambito ATO 1 Marche Nord – Pesaro-Urbino e avente ad oggetto "*Interconnessione Valli Metauro, Foglia e Conca (MUFC): bretella di collegamento Acquedotto del M.te Nerone con le nuove captazioni. Realizzazione di nuovi collettori acquedottistici – termine progettazione 2019 ed avvio lavori 2020*", per un importo di 240.000 euro;
- la delibera 14 dicembre 2021, 582/2021/R/idr, con riferimento all'intervento n. 2, proposto dall'Ufficio d'ambito di Brescia, avente ad oggetto "*Realizzazione di reti e impianti di acquedotto nel Comune di Calvisano (codici ID A2A 189 e ID A2A 235) - 6 lotti*", per un importo di 1.170.607,22 euro;
- la delibera 14 dicembre 2021, 583/2021/R/idr, con riferimento all'intervento n. 18 proposto dall'Autorità d'ambito ATO 5 Lazio Meridionale – Frosinone, avente ad oggetto "*Sostituzione tratto di condotta idrica adduttrice Supino e Morolo*", per un importo pari a 1.942.480,64 euro;
- la delibera 14 dicembre 2021, 584/2021/R/idr, con riferimento agli interventi n. 23 e n. 24, entrambi proposti dall'Assemblea Territoriale Idrica di Palermo, aventi rispettivamente ad oggetto "*Adduzioni: ripristino opere vetuste e/o in cattivo stato (progetto congiunto con Bagheria) (Santa Flavia)*" e "*Sostituzione rete idrica vetusta e/o in cattivo stato (Camporeale)*", per un importo complessivo di 1.707.522,02 euro.

Alcuni degli interventi sopra menzionati avevano beneficiato delle modalità straordinarie di erogazione di cui alla delibera 1° dicembre 2020, 520/2020/R/idr, per le quali l'Autorità ha verificato nel primo semestre del 2021 il rispetto delle specifiche condizioni previste in quella sede¹⁶, adottando, per uno degli enti di riferimento interessati, con la delibera 28 giugno 2021, 276/2021/R/idr, uno specifico provvedimento di intimazione ad adempiere (entro 30 giorni dal ricevimento di detto provvedimento) agli obblighi di trasmissione degli atti che costituiscono lo schema regolatorio del soggetto realizzatore ai sensi della delibera 580/2019/R/idr, pena la revoca delle quote di finanziamento assentite con la richiamata delibera 520/2020/R/idr.

Per quanto riguarda lo stato di avanzamento degli interventi inclusi nel Piano, nell'ambito del monitoraggio semestrale svoltosi nel secondo semestre del 2021, dall'analisi della documentazione attestante le previsioni mensili di spesa trasmesse da ciascun ente di riferimento, l'Autorità ha riscontrato, contestualmente all'avanzamento di diversi progetti (alcuni dei quali sono giunti a conclusione con l'erogazione dell'ultima quota di finanziamento), il permanere di situazioni caratterizzate dal protrarsi dei ritardi già registrati nei mesi precedenti, dovuti soprattutto all'emergenza sanitaria da Covid-19, che non sono stati recuperati dai soggetti realizzatori nell'anno in corso. In particolare, nelle comunicazioni trasmesse dagli enti di riferimento, è stato evidenziato che il cronoprogramma inizialmente previsto per la progettazione e la realizzazione dei relativi interventi ha risentito profondamente delle seguenti criticità:

- misure di limitazione imposte dagli effetti della pandemia da Covid-19, con conseguenti rallentamenti nell'avanzamento delle attività di progettazione, delle fasi autorizzatorie e difficoltà di approvvigionamento dei materiali;

¹⁶ In particolare, oltre alla facoltà di richiedere la restituzione della quota eventualmente erogata in misura di acconto e non spesa e rendicontata entro il primo quadrimestre del 2021, nella richiamata delibera l'Autorità aveva previsto altresì di riassegnare il termine entro cui l'ente di riferimento fosse tenuto a soddisfare la condizionalità indicata al comma 7.1 della delibera 425/2019/R/idr, concernente la trasmissione all'Autorità degli atti che costituiscono lo schema regolatorio del soggetto realizzatore ai sensi della delibera 580/2019/R/idr, contestualmente disponendo che:

- tale termine fosse fissato in 60 giorni a decorrere dalla data di adozione del provvedimento in commento;
- nel caso in cui l'erogazione avvenisse in corrispondenza del completamento dell'opera, il pertinente ente di riferimento fosse tenuto alla trasmissione del certificato di collaudo come previsto nell'aggiornamento dell'ultimo cronoprogramma finanziario e comunque entro il primo quadrimestre dell'anno 2021.

- avvio di contenziosi in fase di aggiudicazione degli appalti nonché di realizzazione dei lavori (in particolare contro un provvedimento di sospensione decretato da un'amministrazione comunale);
- inerzia dell'impresa aggiudicataria dei lavori, che ha disatteso i termini contrattuali dell'appalto;
- rideterminazione delle specifiche di progetto a causa della variazione di disponibilità idrica in seguito a situazioni di siccità e – in alcuni contesti – all'attività sismica che ha coinvolto il territorio interessato, con rallentamento delle fasi di progettazione.

Rispetto a questo quadro generale, dall'analisi dei cronoprogrammi è emerso in particolare che, per dieci interventi dell'elenco (relativi a sette enti di riferimento), che avevano ricevuto la prima quota con la delibera 3 dicembre 2019, 512/2019/R/idr, non risultava soddisfatto il rispetto del vincolo di spesa individuato dall'Autorità al punto 1 del comma 8.1 della delibera 425/2019/R/idr, che prevedeva che almeno l'80% della spesa totale del progetto finanziato fosse utilizzato entro due anni dall'erogazione della prima quota di finanziamento. Conseguentemente, l'Autorità, con la delibera 28 dicembre 2021, 633/2021/R/idr, ha intimato i soggetti realizzatori interessati ad adempiere al richiamato obbligo entro il 20 dicembre 2022, prevedendo che la mancata ottemperanza nel termine indicato costituisca presupposto per disporre, ai sensi del comma 8.1 della richiamata delibera 425/2019/R/idr, la revoca del finanziamento assentito con DPCM 1° agosto 2019 e la contestuale restituzione delle somme ricevute dal soggetto realizzatore ai sensi del comma 4.1 della medesima delibera, nonché per l'attivazione del meccanismo per i casi di inerzia e inadempimento ai sensi dell'art. 1, comma 525, della legge n. 27 dicembre 2017, n. 205.

Infine, sempre nel mese di dicembre 2021, l'Autorità, in ottemperanza a quanto previsto dall'art. 3, comma 2, del DPCM 1° agosto 2019¹⁷, ha trasmesso al MIMS, analogamente a quanto fatto nel 2020, una specifica relazione al fine di informarlo sullo stato di avanzamento e di realizzazione dei progetti finanziati nell'anno in corso, illustrando, con adeguata motivazione delle cause, il livello di utilizzo delle risorse del Piano, l'eventuale sussistenza di somme non utilizzate per le quali si propone la riassegnazione a successivi stralci o la sussistenza di condizioni di revoca del finanziamento ai sensi dell'art. 8 della richiamata delibera 425/2019/R/idr.

Contributo alla selezione degli investimenti in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell'approvvigionamento idrico

Il quadro normativo, su cui l'Autorità ha definito il primo stralcio della sezione "acquedotti" del Piano nazionale e ha iniziato ad impostare le attività volte alla definizione del secondo elenco del medesimo Piano¹⁸, è stato nuovamente inciso dalle disposizioni recate dal decreto legge n. 10 settembre 2021, n. 121, come convertito nella legge n. 9 novembre 2021, n. 156, che, oltre ad avere determinato il superamento della distinzione tra sezione "acquedotti" e sezione "invasi", ha introdotto, all'art. 2, comma 4-bis, alcuni elementi di novità; in particolare:

- è stato riformulato il comma 516, art. 1, della legge n. 205/2017, prevedendo che detto Piano (da adottarsi entro il 30 giugno 2022): i) sia aggiornato ogni tre anni, tenuto conto dello stato di avanzamento degli interventi; ii) possa essere attuato "(...) attraverso successivi stralci che tengono conto [anche] dello stato di avanzamento degli interventi e della disponibilità delle risorse economiche (...) approvati con decreto del Ministro delle

¹⁷ Il richiamato comma, nell'ambito delle attività di monitoraggio del primo stralcio di Piano, prevede: "Il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, sulla base della relazione dell'ARERA, predisposta anche ai fini di quanto previsto dall'art. 1, comma 525, della più volte citata legge n. 205 del 2017, comunica alla Conferenza unificata di cui all'art. 8 del decreto legislativo n. 28 agosto 1997, n. 281, con cadenza annuale, lo stato di attuazione degli interventi di cui all'allegato 1".

¹⁸ A titolo di confronto si veda il paragrafo "Sviluppo del secondo elenco di interventi della sezione "acquedotti" del Piano nazionale (annualità 2021-2028)", di cui alla *Relazione Annuale 2021* (Volume 2, "Attività svolta", pag. 190).

infrastrutture e della mobilità sostenibili, sentiti i Ministri della transizione ecologica, delle politiche agricole alimentari e forestali, della cultura e dell'economia e delle finanze e l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, previa acquisizione dell'intesa in sede di Conferenza unificata";

- è stato introdotto il comma 516-ter, il quale prevede che *"al fine di garantire il rispetto del cronoprogramma previsto dal Piano nazionale di ripresa e resilienza di cui al regolamento (UE) 2021/241 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 12 febbraio 2021, fino all'adozione del Piano nazionale di cui al comma 516, le risorse economiche già disponibili alla data di entrata in vigore della presente disposizione per la realizzazione degli interventi previsti dal medesimo comma 516 sono utilizzate, tenuto conto dei procedimenti già avviati dal Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili e dall'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, per la programmazione di ulteriori stralci attuativi"*.

In ragione del rinnovato quadro normativo sopra descritto, i successivi stralci della ex-sezione "acquedotti" del Piano nazionale (per il periodo 2021-2026) sono confluiti nella linea richiamata di investimento M2C4 – I4.1 del PNRR (Investimenti in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell'approvvigionamento idrico), che è stata adottata dal MIMS con decreto ministeriale del 16 dicembre 2021, n. 517, previa acquisizione dell'intesa della Conferenza unificata nella seduta del 2 dicembre 2021, sentiti il Ministro della transizione ecologica, il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali, il Ministro della cultura, il Ministro dell'economia e delle finanze e l'Autorità, che si è espressa col Parere 2 dicembre 2021, 554/2021/I/idr. Il decreto in parola è corredato dalla seguente documentazione:

- l'Allegato 1, contenente l'elenco di progetti finanziati con le risorse destinate alle misure aggiuntive previste sulla linea M2C4 – I4.1, per la parte di risorse aggiuntive da programmare sul PNRR;
- l'Allegato 2, contenente l'elenco dei progetti finanziati con le risorse destinate alla misura M2C4 – I4.1, per la parte di progetti in essere da programmare e da rendicontare sul PNRR;
- l'Allegato 3, contenente l'elenco dei progetti finanziati con le risorse destinate alla misura M2C4 – I4.1, per la parte di progetti in essere già programmati e rendicontabili sul PNRR.

Il citato decreto reca poi una serie di disposizioni riguardanti, in particolare: le modalità di utilizzo e di erogazione delle risorse assegnate; le modalità di attuazione degli interventi; le attività di verifica e monitoraggio sull'avanzamento degli interventi e sull'utilizzo delle spese da parte dei soggetti beneficiari.

L'istruttoria per l'individuazione degli interventi ascrivibili nella linea d'investimento M2C4 – I4.1, sia in merito alle risorse da programmare da legislazione vigente, sia in merito alle risorse aggiuntive di cui al PNRR, e per la definizione dei rispettivi elenchi (che nel mese di giugno 2021 aveva condotto alla selezione di un primo set preliminare di interventi), è stata completata nel mese di novembre 2021 da parte della Direzione generale per le dighe e le infrastrutture idriche e della Struttura tecnica di missione del Ministero, in collaborazione con le Autorità di bacino distrettuali e l'Autorità. In particolare, l'Autorità ha contribuito alla definizione dell'elenco di cui all'Allegato 2, con riferimento alla quota di interventi ascrivibili alla ex-sezione "acquedotti" del Piano nazionale di interventi nel settore idrico (alla quale erano destinate, da legislazione vigente, risorse per 240 milioni di euro nel periodo 2021-2026). La base di riferimento per la selezione degli interventi è stata la ricognizione del fabbisogno di investimenti effettuata nel corso del 2020, nell'ambito delle attività per la definizione del secondo elenco della ex-sezione "acquedotti" del Piano nazionale (avviata con la delibera 21 luglio 2020, 284/2020/R/idr¹⁹), e dei suc-

¹⁹ In riscontro alla quale erano pervenuti all'Autorità nel complesso 1.208 progetti/interventi, trasmessi dai soggetti competenti con riferimento ai singoli territori di pertinenza (nei quali, complessivamente, risiedono circa 50 milioni di abitanti), per i quali è stata formulata una richiesta di finanziamento per un totale di 10,07 miliardi di euro.

cessivi aggiornamenti pervenuti da enti di governo d'ambito e altri soggetti competenti, al fine di tenere conto di eventuali nuove criticità infrastrutturali nel frattempo emerse.

Nella selezione degli interventi sono stati tenuti in considerazione, in primo luogo, aspetti di carattere generale, legati ai requisiti tecnici richiesti per poter essere ammessi a finanziamento nell'ambito del PNRR, quali in particolare:

- l'esclusione delle sole progettazioni;
- l'assenza per il medesimo intervento di ulteriori finanziamenti a livello comunitario;
- il rispetto dei target e delle *milestone* assegnati alla linea d'investimento M2C4 – I4.1 del PNRR (aggiudicazione dei lavori al 30 settembre 2023 e completamento delle attività al 31 marzo 2026).

Gli elenchi sono stati redatti tenendo altresì conto, complessivamente, della riserva del 40% delle risorse per le regioni del Mezzogiorno di cui all'art. 2, comma 6-*bis*, del decreto legge n. 31 maggio 2021, n. 77, convertito in legge n. 29 luglio 2021, n. 108.

Con specifico riferimento agli interventi ascrivibili alla ex-sezione "acquedotti" del Piano nazionale e contenuti nell'Allegato 2 del decreto in parola, l'Autorità, nella definizione dell'elenco, ha tenuto altresì conto dei seguenti ulteriori criteri riconducibili alla propria sfera di regolazione:

- livello di priorità e strategicità assegnato all'intervento da parte dell'ente di governo dell'ambito;
- contributo dell'intervento al raggiungimento degli obiettivi di qualità tecnica del servizio idrico integrato, definiti dalla delibera 917/2017/R/idr, in particolare: contenimento delle dispersioni idriche (macro-indicatore M1), riduzione delle interruzioni (macro-indicatore M2) e miglioramento della qualità dell'acqua erogata (macro-indicatore M3);
- requisiti del soggetto attuatore, verificando in particolare la presenza di un affidamento o di un titolo ad esercitare il servizio conforme alla normativa vigente (decreto legislativo n. 152/2006) e l'ottemperanza agli obblighi previsti per l'adozione, ai sensi della normativa *pro tempore* vigente, dello specifico schema regolatorio (in questa sede lo schema ex MTI-3 per il periodo 2020-2023), composto dal programma degli interventi – incluso il Piano delle opere strategiche –, dal piano economico-finanziario e dalla convenzione di gestione;
- sostenibilità dell'intervento nel piano economico e finanziario del soggetto attuatore, trasmesso dal soggetto competente ai sensi della delibera 580/2019/R/idr, verificando l'effettiva impossibilità di sostenere l'intervento proposto con la leva tariffaria o la possibilità di accelerarne e anticiparne la conclusione in presenza di contributo pubblico, valutando possibili leve di co-finanziamento dell'intervento;
- altri aspetti specifici del progetto, legati in particolare all'impatto del medesimo in termini di popolazione interessata e all'ambito dell'intervento (non sono stati considerati gli interventi che hanno interessato esclusivamente le infrastrutture di distribuzione, oggetto della misura M2C4 – I4.2 del PNRR, relativa agli interventi di riduzione delle perdite idriche e digitalizzazione, i cui sviluppi sono descritti al precedente paragrafo "Contributo all'implementazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza e del REACT-EU").

Regolazione dei rapporti tra operatori e utenti

Integrazione della regolazione della misura

Il provvedimento che disciplina la misura nell'ambito del servizio idrico integrato è stato approvato dall'Autorità con la delibera 5 maggio 2016, 218/2016/R/idr, recante il TIMSII²⁰, con le molteplici finalità di garantire all'utenza una determinazione certa dei consumi di acqua, sostenere la salvaguardia della risorsa e la riduzione degli sprechi, supportare l'attività di individuazione dell'impatto ambientale prodotto dall'utenza e incrementare la responsabilizzazione dei gestori e la consapevolezza dell'utenza. Ulteriori aspetti specifici attinenti alla misura sono stati successivamente affrontati nei provvedimenti recanti il TICSI²¹, il REMSI²² e la RQTI²³. A partire dall'entrata in vigore del TIMSII, l'Autorità ha riscontrato un'evoluzione positiva in termini di efficacia sia dell'attività di raccolta dei dati di misura sia del ricorso all'autolettura da parte delle utenze, osservando, inoltre, una maggiore omogeneizzazione nelle pratiche adottate in tema di misura sul territorio nazionale, grazie all'introduzione di requisiti minimi per la gestione di questo servizio. Tuttavia, si rileva il perdurare di talune criticità, quali per esempio l'esistenza – seppur residuale – di utenze prive di misuratore, l'ancora elevata percentuale di misuratori vetusti e, più in generale, i limiti della frequenza delle letture e la problematica delle utenze raggruppate. Con la delibera 2 marzo 2021, 83/2021/R/idr, è stato pertanto avviato il procedimento volto all'aggiornamento e all'integrazione della regolazione della misura, i cui orientamenti sono stati sviluppati nel successivo documento per la consultazione 28 settembre 2021, 405/2021/R/idr, anche tenendo conto di taluni obiettivi specifici delineati dal PNRR, con particolare riferimento alla linea di finanziamento M2C4 – Investimento I4.2 finalizzata alla "Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell'acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti".

Il processo di consultazione si è concluso con l'adozione della delibera 21 dicembre 2021, 609/2021/R/idr, con la quale l'Autorità ha approvato le seguenti nuove disposizioni:

- l'introduzione di quattro indicatori di "Efficacia del servizio di misura", con lo scopo di valutare le prestazioni dell'attività di raccolta e di validazione delle misure presso le utenze e nei punti principali delle infrastrutture di acquedotto (G1.1_{ut} e G1.1_{proc}), nonché il tasso di diffusione delle tecnologie di rilevazione, delle misure di utenza e di processo, di tipo "smart", ovvero che si avvalgono di tecniche di telelettura da sala di controllo centralizzata (G1.2_{ut} e G1.2_{proc}); in particolare, è stato previsto l'impiego dei primi due indicatori per la valutazione di affidabilità del macro-indicatore M1 sulle "Perdite idriche", introdotto dalla citata RQTI, mentre per la seconda coppia di indicatori è stato stabilito un utilizzo a fini di monitoraggio sulla diffusione delle tecnologie più innovative; i medesimi indicatori sono stati inoltre integrati nell'impianto della RQTI, con decorrenza dal 1° gennaio 2022, in sostituzione del precedente indicatore semplice "G.1.1" relativo alla quota di volumi misurati rispetto a quelli totali (misurati e stimati);
- con la finalità di rafforzare le tutele all'utenza, l'adozione (con applicazione a partire dal 1° gennaio 2023) di ulteriori standard specifici e dei relativi indennizzi automatici, in merito – in particolare – al *Numero minimo di tentativi di raccolta* della misura relativi a utenti finali, rispettivamente con consumi medi annui fino a 3000 mc (SR1) oppure superiori a 3000 mc (SR2), posti rispettivamente pari a due e tre all'anno, nonché al *Tempo*

20 "Regolazione del servizio di misura nell'ambito del servizio idrico integrato a livello nazionale", Allegato A alla delibera 218/2016/R/idr.

21 "Testo Integrato Corrispettivi Servizio Idrico", Allegato A alla delibera 665/2017/R/idr.

22 "Regolazione della morosità nel servizio idrico integrato", Allegato A alla delibera 311/2019/R/idr.

23 "Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono", Allegato A alla delibera 917/2017/R/idr.

minimo di preavviso per i tentativi di raccolta delle misure agli utenti finali equipaggiati con misuratori non accessibili o parzialmente accessibili, posto pari a 48 ore;

- sempre nell'ottica di incrementare le garanzie e rafforzare la trasparenza verso gli utenti, l'introduzione di elementi minimi di tutela nel caso di problematiche connesse alle perdite occulte sugli impianti degli utenti, prevedendo, più nel dettaglio, che i gestori siano tenuti ad esplicitare nel documento di fatturazione e sui propri siti istituzionali i contenuti delle tutele previste in tali circostanze, stabilendo altresì regole minime comuni e uniformi;
- in relazione alle utenze indirette, sottese alle utenze raggruppate, l'adozione di prime misure volte ad accrescere la consapevolezza dei consumi alle medesime attribuibili, mediante l'introduzione di un obbligo per i gestori di 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;
- al fine di produrre un avanzamento nella puntuale applicazione del criterio *pro capite*, secondo quanto stabilito dal TICSII, è stato inoltre posto un obbligo per i gestori di richiedere all'amministratore di condominio, o al referente dell'utenza raggruppata, l'effettiva numerosità dei componenti di ciascuna utenza 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 definito dal TICSII medesimo.

Nell'ambito del procedimento di revisione del TICSII, l'Autorità ha inoltre proceduto, a valle del processo di consultazione, ad apportare talune modifiche puntuali all'impianto originario del testo integrato. Più nel dettaglio, le novità introdotte riguardano opportune specificazioni operative, già indirizzate da altri provvedimenti emanati in data successiva al 2016, nonché l'ampliamento di talune previsioni regolatorie, quali l'equiparazione dei valori validati derivanti da autolettura ai valori derivanti dall'attività di raccolta delle misure effettuata dal gestore. Con la delibera 21 dicembre 2021, 609/2021/R/idr, l'Autorità ha proceduto altresì a riallineare le disposizioni in materia di contenuti minimi dei documenti di fatturazione – di cui all'Allegato A alla delibera 28 dicembre 2012, 586/2012/R/idr – incise dalla revisione degli obblighi informativi a vantaggio degli utenti finali nei casi di presenza di perdite occulte, introducendo inoltre alcune prime modifiche di carattere informativo, coerentemente alle previsioni della direttiva 2020/2184/UE concernente la rifusione della direttiva sulla qualità delle acque destinate al consumo umano.

Infine, con la finalità, tra l'altro, di rendere più agevole la distribuzione automatica del bonus idrico, l'Autorità ha provveduto ad introdurre elementi di identificazione univoca del punto di fornitura, secondo un criterio omogeneo per tutti gli operatori.

Adeguamenti in materia di fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni

Con la delibera 26 maggio 2020, 186/2020/R/idr, l'Autorità ha riallineato il quadro regolatorio vigente in materia di fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni alle novità introdotte dall'art. 1, comma 295, della legge n. 27 dicembre 2019, n. 160 (legge di bilancio 2020), con la quale è stata disposta l'abrogazione

dell'art. 1, comma 5, della legge n. 27 dicembre 2017, n. 205 (legge di bilancio 2018²⁴), che stabiliva l'inapplicabilità delle disposizioni in materia di prescrizione biennale in caso di mancata o erronea rilevazione dei dati di consumo derivante da responsabilità accertata dell'utente finale.

In data 14 giugno 2021, sono state pubblicate le sentenze nn. 1442, 1443 e 1448, con cui il TAR Lombardia ha annullato la menzionata delibera 186/2020/R/idr. In particolare, il TAR Lombardia, pur riconoscendo che il contenuto precettivo della delibera 186/2020/R/idr fosse in linea con la modifica legislativa di cui all'art. 1, comma 295, della legge di bilancio 2020, oltre che con i generali principi sanciti dal codice civile in tema di prescrizione, ha ritenuto, tuttavia, fondata la censura relativa alla mancata attivazione, da parte dell'Autorità, della consultazione e, per l'effetto, ha annullato la delibera 186/2020/R/idr.

Alla luce di quanto sopra esposto, l'Autorità, con la delibera 26 ottobre 2021, 461/2021/R/idr, ha avviato un procedimento ai fini di ottemperare alle sentenze sopracitate e, con il documento per la consultazione 26 ottobre 2021, 462/2021/R/idr²⁵, ha rivisto gli obblighi informativi inizialmente disposti dalla delibera 17 dicembre 2019, 547/2019/R/idr (e, in particolare, dal relativo Allegato B), a favore degli utenti finali ritenuti meritevoli di tutela rafforzata²⁶, declinandoli sulla base di due casistiche:

- a) fatturazione di importi relativi a consumi risalenti a più di due anni suscettibili di essere dichiarati prescritti;
- b) fatturazione di importi relativi a consumi risalenti a più di due anni suscettibili di essere dichiarati prescritti, ma per i quali il gestore ritiene sussistere una causa di sospensione della prescrizione prevista dalla disciplina primaria e generale di riferimento.

Successivamente, con la delibera 21 dicembre 2021, 610/2021/R/idr, in ottemperanza alle sopracitate sentenze del TAR Lombardia nn. 1442, 1443 e 1448 del 14 giugno 2021, e al fine di rafforzare la chiarezza, la trasparenza e la certezza del quadro regolatorio vigente in materia di tutele a vantaggio degli utenti finali nei casi di fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni, l'Autorità ha provveduto:

- ad aggiornare le proprie delibere²⁷, confermando, nelle linee generali, il contenuto precettivo della delibera 186/2020/R/idr, ridefinendo gli obblighi informativi per effetto della generalizzazione legislativa del termine di prescrizione biennale;

24 La legge di bilancio 2018 ha previsto all'art. 1, comma 4, tra l'altro, che "nei contratti di fornitura di energia elettrica e gas, il diritto al corrispettivo si prescrive in due anni, sia nei rapporti tra gli utenti domestici o le micro-imprese, come definite dalla raccomandazione 2003/361/CE della Commissione, del 6 maggio 2003, o i professionisti, come definiti dall'art. 3, comma 1, lettera c), del codice del consumo, di cui al decreto legislativo n. 6 settembre 2005, n. 206, e il venditore, sia nei rapporti tra il distributore e il venditore, sia in quelli con l'operatore di trasporto e con gli altri soggetti della filiera. Nei contratti di fornitura del servizio idrico integrato, relativi alle categorie di cui al primo periodo, il diritto al corrispettivo si prescrive in due anni". Il medesimo comma, al terzo periodo, stabilisce, altresì, che l'Autorità "definisce le misure in materia di tempistiche di fatturazione tra gli operatori della filiera necessarie all'attuazione di quanto previsto al primo e al secondo periodo".

All'art. 1, comma 5, la medesima legge stabiliva che le disposizioni di cui al comma 4 non dovessero trovare applicazione "qualora la mancata o erronea rilevazione dei dati di consumo [fosse derivata] da responsabilità accertata dell'utente".

25 Gli orientamenti illustrati dall'Autorità nell'ambito della consultazione sono stati sviluppati sulla base di quanto precisato dal TAR Lombardia, con riferimento:

- all'applicazione dei principi generali della prescrizione per quanto riguarda l'eventuale sospensione della prescrizione medesima di cui all'art. 2941 punto 8 del codice civile ("tra il debitore che ha dolosamente occultato l'esistenza del debito e il creditore, finché il dolo non sia stato scoperto");
- alla non competenza dell'Autorità nell'individuare in quali casi concreti si realizzi o meno l'ipotesi civilistica di cui al punto precedente;
- alla "necessità di garantire un'adeguata comunicazione al debitore quando il creditore ritiene di poter fatturare oltre il biennio, assumendo la sussistenza di una causa di sospensione della prescrizione".

26 Sulla base di quanto disposto dall'art. 1, comma 4, della legge di bilancio 2018, l'Autorità ha previsto, all'art. 2 dell'Allegato B alla delibera 547/2019/R/idr, che le disposizioni in materia di fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni trovino applicazione per i rapporti tra i gestori del SII e: i) gli utenti domestici di cui all'art. 2 dell'Allegato A alla delibera 28 settembre 2017, 665/2017/R/idr (TICSII); ii) le micro-imprese, come definite dalla raccomandazione 2003/361/CE della Commissione, del 6 maggio 2003; iii) i professionisti, come definiti dall'art. 3, comma 1, lettera c), del decreto legislativo n. 206/2005.

27 Con la delibera 610/2021/R/idr, l'Autorità ha proceduto a riallineare le disposizioni in materia di reclami, procedure di messa in mora e contenuti minimi dei documenti di fatturazione – di cui rispettivamente all'Allegato A alla delibera 655/2015/R/idr (RQSII), all'Allegato A alla delibera 311/2019/R/idr (REMSI) nonché all'Allegato A alla delibera 586/2012/R/idr – incise dalla revisione degli obblighi informativi a vantaggio degli utenti finali nei casi di fatturazione di importi per consumi risalenti a più di due anni.

- a garantire all'utente finale un'adeguata informazione (anche) nei casi in cui il gestore ritenga di poter fatturare importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni, affermando, in tali casi, la sussistenza di una causa ostativa alla maturazione della prescrizione ai sensi della normativa primaria di riferimento.

Nello specifico, con la richiamata delibera 610/2021/R/idr, l'Autorità ha disposto a favore degli utenti finali ritenuti meritevoli di tutela rafforzata ("utenti domestici", "micro-impresе", "professionisti") che:

- a) nei casi di fatturazione di importi relativi a consumi risalenti a più di due anni suscettibili di essere dichiarati prescritti, il gestore predisponga un avviso testuale standard da allegare in fattura con il quale informare l'utente finale della presenza di tali importi, indicando le modalità per eccepire la prescrizione;
- b) nei casi di fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni, ma per i quali il gestore ritiene sussistere una causa di sospensione della prescrizione, il gestore medesimo comunichi adeguatamente all'utente finale i motivi puntuali della (presunta) mancata maturazione della prescrizione del diritto al pagamento degli importi, ai sensi della disciplina primaria e generale di riferimento, nonché la possibilità di inviare un reclamo scritto relativo alla fatturazione dei suddetti importi.

Qualità tecnica e qualità contrattuale

Monitoraggio degli obiettivi di qualità tecnica nel biennio 2018-2019 ai fini dell'applicazione del meccanismo incentivante

L'Allegato A alla delibera 917/2017/R/idr, che disciplina la Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato (RQTI), definisce al Titolo 7 i meccanismi di incentivazione della qualità tecnica, prevedendo che la quantificazione dei premi e delle penalità avvenga, a partire dal 2020, sulla base delle *performance* realizzate in ciascuno dei due anni precedenti²⁸. A tale scopo, con la delibera 18 febbraio 2020, 46/2020/R/idr, l'Autorità ha avviato uno specifico provvedimento finalizzato all'applicazione del richiamato meccanismo incentivante, individuando i termini e le modalità per l'attribuzione delle premialità e delle penalità riferite a tutti gli Stadi di valutazione (per gli anni 2018 e 2019) nonché per la definizione delle specifiche graduatorie per gli Stadi III, IV e V più avanzati, previste dalla regolazione della qualità tecnica.

Le tempistiche inizialmente stabilite con la delibera 18 febbraio 2020, 46/2020/R/idr, sono state profondamente incise dagli eventi pandemici, e le analisi e le valutazioni previste dal procedimento in parola si sono protratte al 2021 anche per tener conto dalle attività rese necessarie per ottemperare alla pronuncia del Consiglio di Stato 30 marzo 2021, n. 2672, con la quale è stata accolta la censura avanzata in merito ai criteri di calcolo dell'indicatore

²⁸ Ai sensi dell'art. 26 della RQTI, 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 cinque Stadi di valutazione, di seguito riportati:

- *Stadio I*, caratterizzato da un livello base di fattore premiale (di penalizzazione), in ragione del posizionamento *ex post* della gestione che ne confermi la presenza (che non ne confermi 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 avanzato di fattore premiale (di penalizzazione) agli operatori che risultino, *ex post*, i migliori tre nelle fasce di mantenimento dello status di cui alla Classe A, tenendo conto anche dell'incremento di *performance* (i peggiori tre tra quelli che non hanno confermato il mantenimento dello status all'interno della Classe A) per ciascun macro-indicatore;
- *Stadio IV*, caratterizzato da un livello avanzato di fattore premiale (di penalizzazione) ai tre operatori che risultino aver conseguito, *ex post*, i miglioramenti più ampi (le *performance* peggiori) rispetto agli obiettivi fissati;
- *Stadio V*, 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.

M1a - "Perdite idriche lineari", laddove, nel rapporto tra volume delle perdite idriche e lunghezza complessiva della rete, esclude dalla lunghezza di rete l'estensione lineare delle condotte di allaccio. Su questo tema, come precedentemente specificato, a seguito del processo di consultazione avviato con il documento 489/2021/R/idr, sono state aggiornate le modalità di valutazione del citato indicatore M1a, nell'ambito della delibera 639/2021/R/idr.

Il procedimento finalizzato all'attribuzione delle premialità e delle penalità per gli anni 2018 e 2019, come stabilito dalla citata delibera 46/2020/R/idr, è stato articolato in due fasi principali, volte a:

- identificare il set di gestioni per le quali si possiede un corredo completo di informazioni;
- attribuire le penalità massime a tutte le gestioni che, al momento della definizione delle graduatorie, non abbiano inviato i dati necessari alla valutazione degli obiettivi di qualità tecnica sottesi ai macro-indicatori ammessi al meccanismo di incentivazione.

I dati e il materiale raccolto con la specifica raccolta dati di qualità tecnica²⁹ sono stati sottoposti ad una analisi istruttoria preliminare, cui è seguita la richiesta di materiale informativo aggiuntivo su specifici aspetti, al fine di accertare il rispetto degli obblighi di monitoraggio e tenuta dei registri di cui al titolo 8 della RQTI. Successivamente, le analisi sono proseguite anche beneficiando degli approfondimenti svolti nell'ambito delle istruttorie volte all'approvazione tariffaria per il terzo periodo regolatorio (ex MTI-3).

Publicazione dei dati di qualità contrattuale e monitoraggio delle prestazioni riferite all'anno 2020

Nel mese di febbraio 2021 è stata avviata la "Raccolta dati: Qualità contrattuale del servizio idrico integrato – Anno 2020"³⁰ con la finalità di acquisire:

- le informazioni in merito alle prestazioni rese nel corso del 2020, monitorando l'evoluzione dei livelli di qualità contrattuale offerti all'utenza;
- il riepilogo delle prestazioni eseguite nella medesima annualità, relativo al meccanismo di incentivazione di cui al Titolo XIII dell'Allegato A alla delibera 655/2015/R/idr (introdotto con la delibera 547/2019/R/idr), 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)³¹.

Con la medesima raccolta, sono stati acquisiti anche i dati relativi all'erogazione degli indennizzi automatici previsti nei casi di mancato rispetto della regolazione della morosità nel SII (REMSI) di cui all'Allegato A alla delibera 16 luglio 2019, 311/2019/R/idr, e s.m.i., entrata in vigore a far data dal 1° gennaio 2020³².

29 Raccolta dati "Periodo regolatorio 2020-2023: Anno 2020 – Qualità tecnica (RQTI) – monitoraggio" (RQTI 2020).

30 I termini per la comunicazione all'Autorità delle informazioni e dei dati di qualità contrattuale riferiti al 31 dicembre 2020 sono stati fissati nel 15 marzo 2021, per i gestori, e nel 26 aprile 2021, per gli enti di governo dell'ambito (chiamati alla relativa validazione).

31 I macro-indicatori di qualità contrattuale sono costruiti come media ponderata dei pertinenti indicatori semplici, pesata in base al numero delle prestazioni erogate dalla gestione (dato dalla somma del numero delle prestazioni entro il rispettivo standard previsto dalla RQSI e di quello delle prestazioni non conformi per causa imputabile alla responsabilità del gestore), secondo quanto previsto al comma 92.2 della RQSI.

32 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

In continuità con quanto effettuato nell'anno 2020, nel mese di dicembre 2021 l'Autorità ha proceduto – in attuazione di quanto previsto dal comma 77.7³³ dell'Allegato A alla delibera 655/2015/R/idr (RQSII) – alla pubblicazione dei dati comunicati, nell'ambito della richiamata raccolta, dai singoli gestori in riferimento a ciascun indicatore di *performance* previsto dalla RQSII, proseguendo nell'obiettivo di rafforzamento della consapevolezza da parte degli utenti circa le caratteristiche dei servizi offerti dal proprio operatore³⁴. In particolare, l'Autorità ha pubblicato sul proprio sito internet³⁵ i dati di qualità contrattuale del servizio idrico integrato, sia in formato *excel* sia riorganizzandoli in una apposita piattaforma di navigazione interattiva dei dati medesimi, fornendo l'indicazione, per singola gestione, 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.

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.

33 Il comma 77.7 della RQSII dispone che l'Autorità può utilizzare le informazioni e i dati di qualità contrattuale acquisiti per effettuare:

- a) controlli, anche a campione, al fine di accertarne la veridicità e assicurare il rispetto delle disposizioni di cui alla menzionata RQSII;
- b) la pubblicazione, anche comparativa, delle informazioni e dei dati medesimi.

34 In coerenza con quanto previsto dall'obiettivo strategico OS2 "Consapevolezza del consumatore e trasparenza per una migliore valutazione del servizio" del Quadro strategico 2019-2021, Allegato A alla delibera 18 giugno 2019, 242/2019/A.

35 Cfr. sezione "Dati e statistiche", nella parte dedicata alla "Qualità contrattuale del servizio idrico integrato", disponibile al link: <https://www.arera.it/it/dati/RQSII.htm>.



CAPITOLO

7



**REGOLAZIONE
NEL SETTORE
DEL TELECALORE**

SETTORIALE

Regolazione della qualità commerciale

L'art. 10, comma 17, lettera a), del decreto legislativo n. 4 luglio 2014, n. 102, attribuisce all'Autorità, tra l'altro, il compito di definire gli standard di qualità del servizio.

L'Autorità, con la delibera 23 novembre 2021, 526/2021/R/tlr, ha definito la disciplina della qualità commerciale per il secondo periodo di regolazione (1° gennaio 2022-31 dicembre 2025). Rispetto al precedente periodo di regolazione è stato ampliato il numero di prestazioni soggette a standard di qualità, includendo alcune prestazioni che precedentemente erano soggette esclusivamente a monitoraggio.

Per assicurare la sostenibilità delle misure introdotte, anche nel secondo periodo di regolazione, è stata confermata l'esclusione dalla disciplina per i micro- esercenti (definiti come quei gestori con una potenza contrattuale complessiva nel 2017 non superiore a 6 MW). Gli standard di qualità non sono inoltre applicati agli utenti di maggiori dimensioni (con potenza contrattuale maggiore di 350 kW), in quanto in possesso di elevate conoscenze e competenze e quindi tali da non richiedere una specifica tutela regolatoria.

Le prestazioni soggette a standard di qualità e i relativi standard applicabili sono riepilogati nella Tavola 7.1.

TAV. 7.1 Standard specifici e generali di qualità

PRESTAZIONE	TIPOLOGIA STANDARD	TIPOLOGIA OPERATORE	
		MAGGIORI DIMENSIONI (> 50 MW)	MEDIE DIMENSIONI (> 6 MW E ≤ 50 MW)
Preventivo lavori semplici	Generale (90%)	10 giorni lavorativi	
Preventivo lavori complessi	Generale (90%)	30 giorni lavorativi	
Esecuzione lavori semplici	Specifico	15 giorni lavorativi	
Esecuzione lavori complessi	Specifico	Entro la data concordata	
Attivazione fornitura	Specifico	7 giorni lavorativi	
Riattivazione post-morosità	Specifico	2 giorni feriali	
Disattivazione fornitura	Specifico	5 giorni lavorativi	
Scollegamento	Specifico	Entro la data concordata	
Appuntamenti	Generale (90%)	Fascia di 2 ore	-
Risposta a reclami	Specifico	30 giorni solari	
Risposta a richiesta informazioni	Generale (90%)	30 giorni solari	-

Fonte: ARERA.

Nel caso di mancato rispetto dello standard specifico per cause imputabili all'esercente, sono previsti indennizzi automatici da riconoscere nel primo documento di fatturazione utile e comunque entro 180 giorni. Gli indennizzi sono stati differenziati in funzione della tipologia di utente ad eccezione di quello previsto per la risposta ad un reclamo all'utente (posto pari a 30 euro sia per piccolo che per medio utente). Nel caso di ritardo prolungato nello svolgimento della prestazione è previsto, come negli altri settori regolati, un incremento progressivo dell'indennizzo applicabile (fino a tre volte il valore dell'indennizzo base).

TAV. 7.2 *Indennizzi automatici*

PRESTAZIONE	INDENNIZZI BASE PER DIMENSIONE UTENTE	
	PICCOLO (≤ 50 KW)	MEDIO (> 50 E ≤ 350 KW)
Esecuzione lavori semplici	30 €	70 €
Esecuzione lavori complessi	30 €	70 €
Attivazione fornitura	30 €	70 €
Riattivazione post-morosità	30 €	70 €
Disattivazione fornitura	30 €	70 €
Scollegamento	30 €	70 €
Risposta a reclami	30 €	30 €

Fonte: ARERA.

Per tutte le prestazioni soggette a standard sono previsti obblighi di registrazione e di comunicazione all’Autorità, con un regime semplificato per gli operatori di medie dimensioni. Data la rilevanza della corretta e tempestiva gestione dei reclami degli utenti del servizio, la RQCT prevede infine l’obbligo di risposta motivata a tali reclami per tutti i gestori di telecalore, ivi inclusi i micro-esercenti.

Tariffe di allacciamento e modalità di recesso

L’art. 10, comma 17, lettera b), del decreto legislativo n. 102/2014, prevede che l’Autorità definisca i criteri per la determinazione delle tariffe di allacciamento e le modalità per l’esercizio, da parte dell’utente, del diritto di scollegamento.

L’Autorità, con la delibera 26 ottobre 2021, 463/2021/R/tlr, ha definito la disciplina applicabile per il secondo periodo di regolazione (1° gennaio 2022-31 dicembre 2025), con una sostanziale conferma delle disposizioni vigenti nel precedente periodo di regolazione. La disciplina, con riferimento alla regolamentazione degli allacciamenti, prevede la possibilità per gli esercenti di determinare liberamente i corrispettivi di allacciamento nel rispetto di un vincolo di coerenza tra i costi e i ricavi, in modo da garantire un’adeguata flessibilità commerciale. Sono previsti, inoltre, specifici obblighi informativi nei confronti dell’Autorità, al fine di verificare il rispetto del vincolo ai ricavi.

Per quanto riguarda, invece, l’esercizio da parte dell’utente del diritto di disattivazione della fornitura e di scollegamento dalla rete di telecalore, la disciplina prevede:

- la possibilità di esercitare il diritto di recesso riconosciuto dal decreto legislativo n. 102/2014, richiedendo al gestore, in alternativa, la disattivazione della fornitura oppure lo scollegamento dalla rete; nel caso di disattivazione è prevista esclusivamente la sospensione della fornitura mentre nel caso di scollegamento l’esercente è tenuto a rimuovere il contatore di energia termica ed eventuali altre parti dell’impianto;
- la possibilità di recedere dal contratto con un preavviso di trenta giorni, senza il pagamento di alcun corrispettivo o penale impropri; in particolare, è consentita esclusivamente l’applicazione di un corrispettivo di salvaguardia per la copertura di eventuali costi residuali per la connessione dell’utente (non coperti dal

corrispettivo di allacciamento), anche in caso di recesso anticipato dal contratto di fornitura. Il periodo di applicazione del contributo di salvaguardia e le modalità di applicazione sono differenziate in funzione delle caratteristiche dell'utente;

- il mantenimento, per un periodo transitorio, di eventuali clausole relative a oneri, tempistiche e penali presenti nei contratti sottoscritti prima dell'entrata in vigore della delibera 18 gennaio 2018, 24/2018/R/tlr, al fine di assicurare un'adeguata gradualità nell'introduzione della nuova disciplina e di salvaguardare gli investimenti realizzati nel settore, come previsto dal decreto legislativo n. 102/2014; il periodo transitorio per l'applicazione di tali clausole è differenziato in funzione delle caratteristiche dell'utente.

Valutazione delle istanze di esclusione

L'art. 2, comma 2, lettera gg), del decreto legislativo n. 102/2014, definisce come rete di teleriscaldamento e teleraffrescamento *"qualsiasi infrastruttura di trasporto dell'energia termica da una o più fonti di produzione verso una pluralità di edifici o siti di utilizzazione, realizzata prevalentemente su suolo pubblico, finalizzata a consentire a chiunque interessato, nei limiti consentiti dall'estensione della rete, di collegarsi alla medesima per l'approvvigionamento di energia termica per il riscaldamento e raffrescamento di spazi, per processi di lavorazione e per la copertura del fabbisogno di acqua calda sanitaria"*. La regolazione adottata dall'Autorità nel settore del telecalore si applica pertanto esclusivamente alle reti di distribuzione che presentano le suddette caratteristiche.

L'Autorità, con la delibera 13 novembre 2018, 574/2018/R/tlr, ha definito le modalità con cui un operatore può richiedere l'esclusione di una rete di distribuzione dalla regolazione del settore, qualora non sia qualificabile come rete di teleriscaldamento o teleraffrescamento ai sensi delle disposizioni del decreto legislativo n. 102/2014. A tal fine l'operatore deve presentare una specifica istanza di esclusione, che includa la documentazione idonea ad attestare la presenza di almeno uno dei seguenti requisiti:

- presenza di più del 50 per cento dell'estensione della rete, al netto degli allacciamenti, su suolo privato;
- rete realizzata con la finalità di servire un numero predefinito e limitato di utenti, attraverso la stipula di accordi, convenzioni o contratti di fornitura nel periodo temporale antecedente all'avvio del servizio, con divieto di allacciamento di eventuali nuovi utenti;
- centrale di produzione del calore immesso nella rete di potenza complessiva minore o uguale a 1 MW e posizionata all'interno di uno degli stabili degli utenti del servizio.

Nel corso del 2021 l'Autorità ha proseguito l'attività di valutazione delle istanze presentate dagli operatori del settore. Allo stato attuale è stata riconosciuta l'esclusione dalla regolazione per 116 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).



CAPITOLO

8



**REGOLAZIONE
NEL CICLO
DEI RIFIUTI URBANI
E ASSIMILATI**

SETTORIALE

L'Autorità, nell'ambito delle competenze ad essa attribuite nel settore dei rifiuti urbani dalla legge n. 27 dicembre 2017, n. 205, nel corso del 2021 ha proseguito il processo di costruzione del quadro regolatorio, attraverso un'impostazione innovativa, graduale e asimmetrica coerente con un assetto istituzionale multilivello e in grado di tener conto degli elementi più significativi riscontrati nei diversi contesti.

Lo sviluppo e il completamento del quadro regolatorio del settore sono stati condotti dall'Autorità attraverso:

- la definizione del Metodo tariffario rifiuti per il secondo periodo regolatorio 2022-2025 (MTR-2), con l'introduzione di ulteriori misure volte a favorire l'efficienza, rafforzare gli incentivi allo sviluppo di attività di valorizzazione dei materiali recuperati e/o di energia in coerenza con il quadro eurounitario e nazionale, nonché valorizzare il ruolo di coordinamento che può essere assunto dagli enti di governo dell'ambito, ove istituiti e operativi;
- la definizione, a tutela dell'utente, della regolazione della qualità del servizio, approvando un testo contenente obblighi e standard generali di qualità vincolanti e omogenei sull'intero territorio nazionale.

È proseguita, inoltre, l'attività istruttoria sulle predisposizioni tariffarie riferite al Piano economico-finanziario 2020 e 2021 proposte dagli enti territorialmente competenti (di seguito: ETC)¹ e sono state adottate le relative delibere di approvazione. Tale attività ha visto gli uffici impegnati in un'intensa interlocuzione con gli ETC per la corretta conclusione del procedimento. In tale ambito, sono state altresì gestite le richieste di intervento per il superamento di casi di inerzia dei gestori, offrendo supporto e chiarimenti alle parti coinvolte.

Nei paragrafi che seguono sono illustrati gli interventi e le principali attività svolte dall'Autorità nel settore dei rifiuti urbani nell'anno oggetto di analisi in relazione a:

- monitoraggio e *governance* degli assetti locali;
- regolazione tariffaria;
- regolazione della qualità.

Monitoraggio e *governance* degli assetti locali

Nel corso del 2021 sono proseguite le attività finalizzate a stabilire un'interlocuzione tecnico-istituzionale di carattere permanente con tutti i livelli territoriali di governo titolari di competenze in materia di gestione dei rifiuti urbani, attraverso il Tavolo tecnico permanente con Regioni e autonomie locali istituito con la delibera 30 luglio 2019, 333/2019/A, con la finalità di promuovere un quadro di *governance* chiaro e affidabile e di perseguire l'obiettivo OS.14 "Riordino degli assetti del settore ambientale", di cui alla delibera 18 giugno 2019, 242/2019/A, "Quadro strategico 2019-2021 dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente".

Come già illustrato nella precedente *Relazione Annuale*², secondo quanto previsto dalla delibera istitutiva, l'attività del Tavolo tecnico è finalizzata, in particolare, a:

1 Ai sensi della regolazione tariffaria dell'Autorità, gli enti territorialmente competenti sono i soggetti istituzionali – ente di governo dell'ambito, laddove costituito ed operativo, o, in caso contrario, la Regione o la Provincia autonoma o altri enti competenti secondo la normativa vigente – responsabili della validazione del Piano economico-finanziario dell'ambito tariffario di competenza.

2 Si veda il Capitolo 7 del Volume II sull'attività svolta della *Relazione Annuale* 2021.

- individuare e monitorare le specifiche criticità relative ai processi decisionali di programmazione, organizzazione e gestione del servizio integrato dei rifiuti urbani;
- rafforzare la cooperazione fra i soggetti territorialmente competenti, anche nella direzione di favorire un perfezionamento del processo di costituzione e/o operatività delle strutture organizzative degli enti di governo dell'ambito;
- individuare forme di confronto con le Regioni e le autonomie locali nei casi in cui la richiamata normativa lo preveda espressamente;
- accompagnare la definizione delle procedure di validazione dei dati richiesti dall'Autorità, nonché delle modalità per l'elaborazione e l'adozione degli atti di pertinenza da parte dei soggetti competenti, al fine di promuovere una maggiore trasparenza, attraverso profili di terzietà;
- accompagnare la transizione, sull'intero territorio nazionale, da tassa a tariffa per lo svolgimento del servizio di gestione dei rifiuti urbani.

Nello specifico, sulla base del coordinamento tecnico assicurato dalla Divisione Ambiente, il Tavolo si è concentrato – anche al fine di acquisire utili elementi per l'azione regolatoria e in considerazione dei rilievi presentati nelle comunicazioni di taluni soggetti territoriali all'Autorità – sull'attività di monitoraggio degli assetti locali con riferimento alle seguenti principali tematiche:

- regolazione della qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani;
- definizione del metodo tariffario rifiuti per il secondo periodo regolatorio (2022-2025);
- criticità specifiche relative ai processi decisionali di programmazione, organizzazione e gestione del servizio di gestione integrata dei rifiuti, sviluppati dalle amministrazioni territorialmente competenti e rilevanti ai fini dell'applicazione del metodo tariffario rifiuti per il secondo periodo regolatorio (2022-2025).

Nelle diverse riunioni del Tavolo sono stati approfonditi, tra l'altro, i profili legati alle diverse modalità organizzative e gestionali definite dalle amministrazioni competenti nelle diverse aree del Paese. Con riferimento a tali profili e nell'ottica di analizzare gli assetti locali del servizio e i processi decisionali di competenza territoriale, la Divisione Ambiente ha altresì accolto la richiesta delle Regioni e delle associazioni rappresentative delle autonomie locali e degli enti di governo dell'ambito di organizzare incontri tecnici, al fine di fornire ai soggetti territoriali interessati chiarimenti in merito ad eventuali dubbi applicativi sulla regolazione in materia di gestione integrata dei rifiuti urbani.

Tariffe

Nei successivi paragrafi viene fornita una descrizione sintetica delle attività svolte dall'Autorità in materia di regolazione tariffaria, con particolare riguardo all'adozione del metodo tariffario rifiuti per il secondo periodo regolatorio 2022-2025 (MTR-2) e alle relative modalità applicative.

Metodo tariffario rifiuti per il secondo periodo regolatorio 2022-2025

Con la delibera 30 marzo 2021, 138/2021/R/rif, l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione del metodo tariffario rifiuti per il secondo periodo regolatorio, finalizzato all'integrazione e all'aggiornamento del sistema di regole individuate con l'MTR-1³, nell'ambito del quale provvedere anche alla fissazione dei criteri per la definizione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento, ritenendo, altresì, opportuno adottare misure volte a:

- declinare le modalità di riconoscimento degli eventuali oneri aggiuntivi volti al perseguimento dei nuovi obblighi e standard di qualità successivamente introdotti dalla delibera 18 gennaio 2022, 15/2022/R/rif e dal relativo Allegato;
- assicurare la sostenibilità finanziaria efficiente delle gestioni;
- configurare opportuni meccanismi correttivi ed eventuali compensazioni alla luce dell'applicazione delle novità normative introdotte dal decreto legislativo n. 3 settembre 2020, n. 116⁴;
- valorizzare la programmazione di carattere economico-finanziario, individuando criteri e modalità di redazione dei piani sulla base di un orizzonte pluriennale, prevedendo i necessari aggiornamenti periodici.

Nell'ambito del procedimento per la definizione dell'MTR-2, l'Autorità ha avviato un ampio processo di consultazione – pubblicando i documenti 11 maggio 2021, 196/2021/R/rif, e 2 luglio 2021, 282/2021/R/rif – nonché la "Raccolta dati: Trattamento rifiuti urbani e assimilati" finalizzata all'acquisizione di dati e informazioni in materia di servizi di trattamento dei rifiuti urbani⁵.

Con il documento per la consultazione 196/2021/R/rif, l'Autorità ha illustrato l'inquadramento generale e gli obiettivi dell'MTR-2, definiti tenendo conto degli esiti correlati alla regolazione tariffaria degli anni 2020 e 2021 e dell'evoluzione e dei principi della normativa comunitaria e nazionale, e in modo da mantenere un quadro generale di regole stabile e certo che sia ritenuto efficace e credibile dai vari attori presenti nel comparto.

Con il citato documento di consultazione e in linea con gli obiettivi enucleati nel Quadro strategico per il triennio 2019-2021⁶ – tra cui la definizione di una *"regolazione tariffaria (asimmetrica) per i differenti servizi del trattamento (...), e [la] contestuale definizione di criteri di accesso agli impianti, [al contempo sviluppando] meccanismi volti a promuovere gli investimenti di trattamento, anche valutando modalità di allocazione della capacità con orizzonti di durata pluriennale e promuovendo quelli più rilevanti in termini di benefici per il sistema"* – l'Autorità ha individuato le seguenti principali finalità:

- garantire la sostenibilità sociale delle tariffe pagate dagli utenti finali, attraverso la conferma del vincolo alla crescita delle entrate, comunque assicurando la sostenibilità finanziaria efficiente delle gestioni;

3 Metodo tariffario adottato nel primo periodo regolatorio con la delibera 31 ottobre 2019, 443/2019/R/rif, recante "Definizione dei criteri di riconoscimento dei costi efficienti di esercizio e di investimento del servizio integrato dei rifiuti, per il periodo 2018-2021" e il relativo Allegato MTR recante il "Metodo tariffario servizio integrato di gestione dei rifiuti 2018-2021".

4 Decreto legislativo n. 3 settembre 2020, n. 116, recante "Attuazione della direttiva (UE) 2018/851 che modifica la direttiva 2008/98/CE relativa ai rifiuti e attuazione della direttiva (UE) 2018/852 che modifica la direttiva 1994/62/CE sugli imballaggi e i rifiuti di imballaggio". Sul piano normativo, con il decreto legislativo n. 116/2020 sono state introdotte, tra l'altro, modifiche alla disciplina dei rifiuti urbani e dei loro assimilati di cui al decreto legislativo n. 3 aprile 2006, n. 152. Nello specifico:

- la qualificazione dei rifiuti prodotti da fonti diverse, cioè dalle utenze non domestiche, prevedendo espressamente, per una frazione di tali rifiuti, la qualifica di "urbani" (non più attribuita in virtù di un'assimilazione disciplinata dai Comuni, ma derivante dalle caratteristiche del rifiuto, e più precisamente dalla sua natura e composizione e dall'attività di provenienza);
- la previsione secondo la quale *"le utenze non domestiche possono conferire al di fuori del servizio pubblico i propri rifiuti urbani previa dimostrazione di averli avviati al recupero mediante attestazione rilasciata dal soggetto che effettua l'attività di recupero dei rifiuti stessi"*.

5 Determina 31 marzo 2021, 1/2021 – DRIF.

6 Delibera 18 giugno 2019, 242/2019/A.

- promuovere il conseguimento degli obiettivi di carattere ambientale, quali, ad esempio, l'incremento dei livelli di riutilizzo e di riciclaggio, da un lato, e i vincoli al conferimento in discarica, dall'altro, valutando forme di incentivazione e l'eventuale attivazione di meccanismi di perequazione;
- migliorare l'efficienza complessiva delle gestioni, con il ricorso a innovazioni tecnologiche e di processo e/o attraverso una razionalizzazione, in una logica *output-based* degli interventi individuabili, confermando la possibilità di incrementi tariffari superiori al tasso di inflazione programmata (per incrementi di qualità o per ampliamenti del perimetro gestionale) e la valorizzazione dei costi operativi previsivi, di carattere incentivante, associati a specifici obiettivi;
- incentivare la possibilità per gli operatori di conseguire ricavi sfruttando le potenzialità insite nelle singole fasi della filiera, con benefici da ripartire tra i medesimi operatori e gli utenti, mediante la conferma di meccanismi di *sharing* sugli altri ricavi;
- rafforzare l'attenzione al profilo infrastrutturale del settore, prefigurando modalità di riconoscimento dei costi che incentivino lo sviluppo impiantistico e la diffusione di nuove tecnologie nell'ambito del ciclo;
- potenziare la capacità di programmazione economico-finanziaria del settore, valutando l'opportunità di prevedere un orizzonte di programmazione almeno quadriennale;
- promuovere la capacità del sistema locale (a livello regionale o di macroaree) di gestire integralmente i rifiuti, individuando le modalità più efficaci per accrescere l'accettazione sociale degli investimenti in impianti di trattamento, strategici per il riequilibrio dei flussi fisici dei rifiuti e la chiusura del ciclo, favorendo l'elaborazione di informazioni economico-finanziarie a supporto delle valutazioni in sede di programmazione e prospettando anche l'eventuale adozione di un meccanismo perequativo che rafforzi gli incentivi verso la realizzazione delle tecnologie maggiormente desiderabili;
- rafforzare forme di regolazione asimmetrica in modo da assicurarne la gradualità di implementazione, anche in ragione dell'assetto del mercato che caratterizza le fasi a valle della filiera, tenuto conto che il settore di gestione dei rifiuti urbani è poliedrico nelle criticità, nelle competenze e nelle potenzialità e non può essere regolato secondo strumenti omogenei di intervento;
- razionalizzare le procedure necessarie e gli atti richiesti per le approvazioni tariffarie.

In considerazione dell'elevato grado di condivisione registrato da parte degli *stakeholder* in esito alla menzionata consultazione, con il successivo documento per la consultazione 282/2021/R/rif, l'Autorità, nel presentare i propri orientamenti finali, ha confermato l'impostazione generale presentata nel primo documento, prospettando al contempo alcuni meccanismi specifici per la definizione di stimoli alla promozione dell'efficienza e sottoponendo a consultazione ulteriori aspetti attinenti alle regole per il calcolo dei costi ammessi al riconoscimento in tariffa e all'adeguamento del set di documenti relativi alla predisposizione tariffaria.

Il processo di consultazione – che al fine di incrementare la condivisione dell'azione regolatoria è stato integrato da un seminario a carattere nazionale e da specifici incontri con gli operatori del settore e con le istituzioni pubbliche coinvolte, anche nell'ambito del Tavolo tecnico permanente con le Regioni e le autonomie locali – si è concluso con l'adozione della delibera 3 agosto 2021, 363/2021/R/rif, e del relativo Allegato MTR-2, con cui l'Autorità ha approvato la regolazione tariffaria per il secondo periodo regolatorio 2022-2025, definendo i criteri di riconoscimento dei costi efficienti di esercizio di investimento.

In un'ottica di stabilità e certezza regolatoria, il nuovo metodo tariffario conferma l'impostazione generale adottata con l'MTR-1, basata sulla verifica e la trasparenza dei costi, richiedendo che la determinazione delle entrate tariffarie avvenga sulla base di dati certi, validati e desumibili da fonti contabili obbligatorie e che la dinamica per

la loro definizione sia soggetta ad un limite di crescita, differenziato in ragione degli obiettivi di miglioramento della qualità del servizio reso agli utenti e/o di ampliamento del perimetro gestionale individuati dagli ETC. Inoltre, introduce alcuni elementi di novità illustrati nel seguito.

Come già anticipato con riferimento alla durata del secondo periodo regolatorio, è stata prevista una durata quadriennale (2022-2025) per la valorizzazione delle componenti di costo riconosciute e delle connesse entrate tariffarie, come risultanti dal piano economico-finanziario, nonché un aggiornamento a cadenza biennale delle predisposizioni tariffarie, consentendo altresì un'eventuale revisione *infra* periodo delle stesse, qualora ritenuto necessario dall'organismo competente al verificarsi di circostanze straordinarie e tali da pregiudicare gli obiettivi indicati nel piano.

L'MTR-2 conferma e rafforza gli incentivi allo sviluppo di attività di valorizzazione dei materiali recuperati e/o di energia, anche in considerazione del potenziale contributo dell'*output* recuperato al raggiungimento dei target europei tramite i fattori di *sharing* (intesi come fattori di ripartizione dei benefici tra gestori e utenti), modificando tuttavia la denominazione della componente variabile delle entrate tariffarie $AR_{CONAI,a}$ in $AR_{SC,a}$ ⁷ per includere la somma dei proventi riconosciuti a tutti i sistemi collettivi di *compliance* agli obblighi di responsabilità estesa del produttore. Relativamente al parametro ω_a ⁸, per la determinazione del fattore di *sharing* dei proventi derivanti dai corrispettivi riconosciuti dai predetti sistemi collettivi di *compliance*, il nuovo metodo tariffario prevede che il medesimo sia determinato in coerenza con le valutazioni compiute in merito al rispetto degli obiettivi di raccolta differenziata raggiunti ($\gamma_{1,a}$) e al livello di efficacia delle attività di preparazione per il riutilizzo e il riciclo ($\gamma_{2,a}$).

Relativamente al limite di crescita delle entrate, l'MTR-2 ha aggiornato il valore del coefficiente QL_a ⁹ – incrementandolo fino al 4% – al fine di tenere conto degli eventuali oneri derivanti dall'adeguamento ai nuovi standard di qualità successivamente introdotti dalla delibera 15/2022/R/rif e dal relativo Allegato, nonché del coefficiente di recupero di produttività X_a ¹⁰ che dovrà essere determinato tenendo conto anche della qualità ambientale delle prestazioni conseguente alla determinazione dei valori dei risultati raggiunti dalla gestione in termini di raccolta differenziata ($\gamma_{1,a}$) e di efficacia delle attività di preparazione per il riutilizzo e il riciclo ($\gamma_{2,a}$) rispetto agli obiettivi comunitari. Inoltre, è stata prevista la facoltà per l'ETC di integrare gli obiettivi in termini di qualità del servizio e di ampliamento del perimetro gestionale con l'esigenza di tenere conto dell'impatto del decreto legislativo n. 116/2020, in materia di qualificazione dei rifiuti prodotti da utenze non domestiche e di possibilità per tale tipologia di utenza di conferire i rifiuti urbani al di fuori del servizio pubblico, tramite il coefficiente $C116_a$ ¹¹, valorizzato nell'intervallo di valori compreso tra 0% e 3%, e comunque tenuto conto del valore limite complessivo alla crescita delle entrate tariffarie¹².

7 $AR_{SC,a}$ è la somma dei ricavi derivanti dai corrispettivi riconosciuti dai sistemi collettivi di *compliance* agli obblighi di responsabilità estesa del produttore a copertura degli oneri per la raccolta differenziata dei rifiuti di pertinenza.

8 Il fattore ω è determinato dall'ETC in coerenza con le valutazioni compiute ai fini della determinazione dei parametri $\gamma_{1,a}$ e $\gamma_{2,a}$; ω_a può assumere un valore compreso nell'intervallo [0,1-0,4].

9 QL_a è il coefficiente per il miglioramento previsto della qualità e delle caratteristiche delle prestazioni erogate agli utenti, che può essere valorizzato entro il limite del 4%.

10 X_a è il coefficiente di recupero di produttività, determinato dall'ETC, nell'ambito dell'intervallo di valori compreso fra 0,1% e 0,5%.

11 Il coefficiente $C116_a$ tiene conto della necessità di copertura delle componenti di natura previsionale connesse agli scostamenti attesi riconducibili alle novità normative introdotte dal decreto legislativo n. 116/2020 (in particolare, in materia di qualificazione dei rifiuti prodotti da utenze non domestiche e di possibilità per tale tipologia di utenza di conferire i rifiuti urbani al di fuori del servizio pubblico).

12 Alla determinazione del limite alla crescita annuale delle entrate tariffarie concorrono, oltre al tasso di inflazione programmata (pari al 1,7%) e al coefficiente di recupero di produttività (X compreso fra 0,1% e 0,5%), il coefficiente per il miglioramento previsto della qualità e delle caratteristiche delle prestazioni erogate agli utenti (QL , compreso fra 0% e 4%) e il coefficiente per la valorizzazione di modifiche del perimetro gestionale con riferimento ad aspetti tecnici e/o operativi (PG , compreso tra 0% e 3%).

Con riferimento alla copertura dei costi operativi, sono state introdotte le componenti, di natura previsionale, $CO_{116,TV,a}^{exp}$ e $CO_{116,TF,a}^{exp}$, a copertura degli scostamenti attesi positivi o negativi (rispetto ai valori di costo computabili *ex post* per l'anno di riferimento) riconducibili alle predette novità normative introdotte dal decreto legislativo n. 116/2020 in merito alla fuoriuscita delle utenze non domestiche dal servizio pubblico di gestione dei rifiuti, e i costi $CQ_{TV,a}^{exp}$ e $CO_{TF,a}^{exp}$, di natura previsionale, per la copertura di eventuali oneri variabili e fissi aggiuntivi derivanti dall'adeguamento agli standard e ai livelli minimi di qualità successivamente introdotti dall'Autorità con la delibera 15/2022/R/rif e il relativo Allegato.

Riguardo alla copertura dei costi d'uso del capitale, componente CK_a , è stata prevista, in un'ottica di tutela dell'utenza e di sostenibilità della tariffa, la facoltà per l'organismo competente di adottare una vita utile superiore alla vita utile regolatoria, con procedura partecipata dal gestore, oppure inferiore su proposta del medesimo nel caso in cui vincoli autorizzativi, normativi o di pianificazione ne determinino la chiusura anticipata, al fine di consentire il recupero degli investimenti effettuati. Anche alla luce dell'ampliamento dell'orizzonte quadriennale di riferimento per lo sviluppo del piano economico-finanziario, è stata prevista la facoltà di rimodulare i conguagli fra le diverse annualità del secondo periodo regolatorio, in un'ottica di sostenibilità della tariffa applicata all'utenza e comunque salvaguardando l'equilibrio economico-finanziario delle gestioni, prevedendo altresì le modalità per il recupero degli stessi anche successivamente al 2025.

Al fine di promuovere la sostenibilità finanziaria efficiente delle gestioni, in coerenza con le misure già adottate per il mantenimento dell'equilibrio economico-finanziario nei diversi contesti territoriali, tenuto conto della durata temporalmente limitata degli affidamenti del servizio (che in diverse gestioni potrebbe essere inferiore al tempo di recupero degli investimenti e delle componenti di conguaglio già approvate ai sensi della regolazione *pro tempore* vigente), sono stati inoltre introdotti i primi criteri per la quantificazione del *valore residuo di subentro* da riconoscere al gestore uscente nel caso di avvicendamento gestionale, calcolato sulla base delle immobilizzazioni realizzate e dei costi operativi che non abbiano ancora trovato riconoscimento in tariffa.

L'MTR-2 esplicita altresì i criteri per la definizione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento¹³ per i rifiuti di origine urbana (cd. tariffe a cancello) – indipendentemente dalla classificazione che i medesimi assumono lungo il percorso di trattamento e dalla modifica della natura e della composizione chimica – finalizzati a mantenere sotto controllo il rischio di esercizio di potere di mercato sulla parte di domanda eccedente rispetto alla capacità impiantistica locale, nonché a scoraggiare lo smaltimento in discarica. Tali criteri sono stati modulati in ragione delle seguenti determinanti:

- grado di integrazione del soggetto incaricato della gestione dei rifiuti, distinguendo il caso in cui è presente un "gestore integrato" – identificato come il gestore di uno o più dei servizi a monte che compongono il ciclo dei rifiuti e che (gestendo anche uno o più dei servizi a valle) abbia proceduto a stratificare i propri impianti di trattamento nell'ambito delle predisposizioni tariffarie relative al primo periodo regolatorio – dall'ipotesi in cui la gestione non sia integrata;
- in presenza di una gestione non integrata, livello di pressione competitiva nel contribuire alla promozione di efficienza allocativa (ipotizzando quali parametri di valutazione la presenza di flussi garantiti in ingresso – sulla base di quanto previsto in atti di programmazione o di affidamento – e la possibilità di incidere significativamente sulla formazione dei prezzi tenuto conto delle caratteristiche dell'operatore che li gestisce e delle limitazioni strutturali alla capacità di trattamento dell'impianto), al fine di distinguere:

13 Titolo VI dell'MTR-2.

- gli impianti di chiusura del ciclo “minimi”, individuati come indispensabili, da assoggettare a una regolazione dei costi riconosciuti e delle tariffe caratterizzata da incentivazioni coerenti con la gerarchia per la gestione dei rifiuti;
- gli impianti di chiusura del ciclo “aggiuntivi”, non assoggettati a regolazione tariffaria *tout court*, ma con previsione di obblighi di trasparenza sulle condizioni (in particolare economiche) di accesso agli impianti e di disincentivi per chi conferisce in discarica o in impianti di incenerimento senza recupero di energia.

Agli impianti di trattamento “intermedi”, quali, a titolo esemplificativo, gli impianti di trattamento meccanico e meccanico-biologico, l’MTR-2 applica la medesima regolazione prevista per gli impianti “minimi” relativamente alla quota parte di rifiuti indicati come in ingresso a tali impianti.

L’individuazione degli impianti di trattamento classificabili secondo le tipologie introdotte dalla regolazione è attribuita alla Regione o altro ente dalla medesima individuato, di norma, nell’ambito delle attività di programmazione settoriale, ottemperando alla necessità di rafforzare il coordinamento, anche in termini temporali, con gli strumenti di pianificazione previsti a livello nazionale e/o regionale. L’MTR-2 dispone, inoltre, le procedure per la trasmissione del contenuto informativo minimo all’Autorità, tra cui l’indicazione dei flussi che si prevede vengano trattati per impianto, anche ove ancora non risultino negli strumenti di programmazione vigenti, nonché l’elenco dei soggetti che si prevede conferiscano ai medesimi impianti.

La regolazione dei costi riconosciuti e delle tariffe di accesso agli impianti di chiusura del ciclo “minimi” e agli impianti “intermedi” prevede un limite alla crescita annuale dei corrispettivi, nonché l’introduzione di un fattore che, nell’ambito del vincolo di crescita del ricavo, considera le caratteristiche tecnologiche e ambientali, al fine di promuovere soluzioni sempre più innovative e ambientalmente sostenibili, valorizzato da parte del soggetto competente. Inoltre, i soggetti competenti possono modulare il limite alla crescita annuale in base a valutazioni di prossimità a beneficio delle comunità ricadenti in aree limitrofe, nella misura in cui gli eventuali incrementi siano interamente trasferiti nelle tariffe applicate ai flussi provenienti da aree non di prossimità, lasciando invariate le tariffe relative ai flussi da aree di prossimità ovvero, in modo speculare, i decrementi invece siano a vantaggio dei soli flussi provenienti dalle aree di prossimità, rimanendo invariate le tariffe relative ai flussi provenienti dalle aree non di prossimità. L’applicazione del principio di prossimità come meccanismo di regolazione incentivante tende a favorire il riequilibrio della dotazione impiantistica, nonché a salvaguardare specifici meccanismi tariffari, laddove previsti a livello locale, principalmente finalizzati a compensare le comunità ospitanti del disagio associato alla presenza di infrastrutture di trattamento.

Al fine di tener conto delle differenze tra i costi di trattamento riconosciuti nel primo biennio di regolazione 2022-2023 e quelli derivanti per i medesimi anni dall’applicazione della regolazione delle tariffe di accesso agli impianti, in un contesto di necessaria gradualità e complessivo raccordo delle regole tariffarie prospettate per i servizi a monte e a valle della filiera della gestione dei rifiuti, sono stati disciplinati gli effetti sui costi riconosciuti per la determinazione delle entrate tariffarie del servizio di gestione rifiuti tramite un meccanismo di conguaglio che consente il recupero, nel biennio 2024-2025, solo se di entità significativa, della differenza tra i costi riconosciuti dell’anno (a-2) conseguenti all’applicazione delle tariffe di accesso agli impianti di chiusura del ciclo “*minimi*” e agli impianti “*intermedi*” sulla base dei criteri fissati dall’Autorità e quanto ricompreso tra le entrate tariffarie riferite alla medesima annualità (a-2).

Inoltre, al fine di promuovere il conseguimento degli obiettivi di carattere ambientale, l'MTR-2 introduce un meccanismo di incentivazione/disincentivazione tramite perequazione, che tenga conto della gerarchia dei rifiuti, prevedendo componenti perequative a compensazione o a maggiorazione dei corrispettivi per l'accesso agli impianti di chiusura a seconda del tipo di impianto a cui si conferisce. Il predetto meccanismo è caratterizzato da:

- incentivi a favore di chi conferisce agli impianti di compostaggio/digestione anaerobica, introducendo una componente ambientale a parziale compensazione dei corrispettivi dovuti per l'accesso agli impianti in parola;
- incentivi limitati a favore di chi conferisce agli impianti di incenerimento con recupero di energia, introducendo una componente ambientale a parziale compensazione dei corrispettivi dovuti per l'accesso agli impianti in oggetto;
- disincentivi per chi conferisce in discarica o in impianti di incenerimento senza recupero di energia, introducendo una componente ambientale come maggiorazione dei corrispettivi dovuti per l'accesso ai menzionati impianti.

Con specifico riferimento agli impianti di incenerimento con recupero di energia, la componente ambientale a parziale compensazione dei corrispettivi dovuti per l'accesso agli impianti medesimi è circoscritta alle gestioni per le quali sia stato valutato, dal competente organismo, un livello di qualità ambientale delle prestazioni ritenuto "avanzato".

La definizione del meccanismo perequativo ha lo scopo di attribuire un beneficio maggiore ai fruitori del servizio che siano attivi in contesti con soddisfacenti risultati in termini di livelli di raccolta differenziata e di efficacia delle attività di preparazione per il riutilizzo e il riciclo.

Infine, nell'ambito dell'MTR-2, l'Autorità ha confermato la previsione dei meccanismi di garanzia introdotti con l'MTR-1 (di cui si dirà più in dettaglio al successivo paragrafo "Meccanismi di garanzia" del presente Capitolo) opportunamente rimodulati e rafforzati sulla base delle evidenze e criticità emerse dall'analisi delle predisposizioni tariffarie presentate all'Autorità per l'anno 2020. In particolare, sono state disciplinate le conseguenze connesse alla mancata collaborazione da parte del gestore, nonché il ruolo specifico in capo all'organismo competente nella prima fase di attivazione di tali meccanismi di garanzia nei confronti dei soggetti inerti. In caso di inerzia sono stati esclusi incrementi dei corrispettivi all'utenza finale e adeguamenti degli stessi all'inflazione, nonché eventuali incrementi delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento, comunque richiedendo all'organismo competente la predisposizione del piano economico-finanziario sulla base degli elementi conoscitivi a disposizione.

Aspetti applicativi dell'MTR-2

Al fine di fornire un'occasione di verifica della modulistica da elaborare a cura degli ETC e in un'ottica di semplificazione e di minimizzazione degli oneri amministrativi, con il comunicato 28 settembre 2021 l'Autorità ha reso disponibile una versione – in fase di test – di un *tool* di calcolo per la determinazione delle entrate tariffarie di riferimento ai fini della predisposizione delle proposte tariffarie.

Inoltre, con la delibera 26 ottobre 2021, 459/2021/R/rif, l'Autorità, in attuazione dell'MTR-2, ha aggiornato i parametri alla base del calcolo dei costi d'uso del capitale, individuando in particolare:

- il vettore che esprime il deflatore degli investimenti fissi lordi;
- il valore provvisorio del tasso di remunerazione del capitale investito netto (pari a 6,3%), nelle more della conclusione del procedimento di cui alla delibera 380/2020/R/com, da assoggettare a successivo conguaglio sulla base del tasso di remunerazione fissato dall'Autorità in esito al suddetto procedimento;
- i valori provvisori del tasso di remunerazione del capitale investito netto $WACC_{RID,a}$ e del parametro Kd_a^{real} , per la remunerazione ($R_{LIC,a}$) delle immobilizzazioni in corso, LIC_a , anch'essi assoggettati conseguentemente a successivo conguaglio, pari, rispettivamente, a 5,8% e a 2,6%.

Con la medesima deliberazione l'Autorità ha altresì aggiornato il valore del tasso di inflazione programmata, rpi_a , per la determinazione del parametro p_a relativo al limite alla crescita annuale delle entrate tariffarie, pari a 1,7%.

Con la successiva delibera 22 febbraio 2022, 68/2022/R/rif, l'Autorità ha determinato i valori dei parametri per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale, fissando:

- per le attività di trattamento, i valori del tasso di remunerazione del capitale investito netto $WACC_a$, pari a 6,0%, il valore del tasso di remunerazione del capitale investito netto $WACCRID_a$, pari a 5,6%, e il valore del parametro Kd_a^{real} , pari a 1,86%;
- per il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, i valori del tasso di remunerazione del capitale investito netto $WACC_a$, pari a 5,6%, il valore del tasso di remunerazione del capitale investito netto $WACCRID_a$, pari a 5,2%, e il valore del parametro Kd_a^{real} , pari a 1,86%.

Infine, con la determina 4 novembre 2021, 2/2021 – DRIF, l'Autorità ha:

- confermato le modalità operative per la trasmissione della proposta tariffaria tramite procedura informatizzata via canale *web*, nell'area *extranet* dedicata, nonché approvato gli schemi di raccolta dei dati tariffari, tra cui il piano economico-finanziario quadriennale da elaborare tramite *tool* di calcolo;
- fornito chiarimenti su aspetti applicativi della disciplina tariffaria approvata con la delibera 363/2021/R/rif (MTR-2) per il secondo periodo regolatorio 2022-2025, in continuità con le modalità applicative introdotte per il primo periodo regolatorio dalla determina 27 marzo 2020, 2/2020 – DRIF, con particolare riferimento:
 - alla predisposizione del piano economico-finanziario nel caso in cui non siano disponibili i dati di costo in conseguenza di avvicendamenti gestionali;
 - alla valorizzazione della quota degli oneri di funzionamento di ARERA, inclusa nella componente $CO_{AL,a}$ effettivamente sostenuti dal gestore nell'anno 2020 con riferimento alla competenza relativa all'anno 2018.

Approvazioni tariffarie ai sensi del metodo tariffario rifiuti

Nel corso del 2021, il processo di approvazione delle predisposizioni tariffarie relative ai Piani economico-finanziari e ai corrispettivi del servizio integrato dei rifiuti, o dei singoli servizi che costituiscono attività di gestione, ai sensi dell'MTR-1, è stato condizionato dal protrarsi dell'emergenza sanitaria legata al virus Covid-19; con diversi interventi normativi il legislatore ha provveduto, infatti, a differire i termini per l'approvazione della TARI, fissan-

done la scadenza, da ultimo, secondo quanto previsto in sede di conversione del decreto legge n. 25 maggio 2021, n. 73¹⁴, al 31 luglio 2021.

Per effetto delle modifiche legislative sopra descritte, la trasmissione della documentazione sul portale *extranet* dell'Autorità da parte degli ETC, avviata il 15 marzo 2021¹⁵, è avvenuta prevalentemente durante i mesi di luglio e agosto. Come nel 2020, l'accesso al portale *extranet* è stato reso disponibile anche oltre il termine ultimo previsto per la trasmissione (30 agosto 2021), in considerazione del perdurare della crisi sanitaria e tenuto conto della novità della regolazione tariffaria per il settore.

Più in dettaglio, con riferimento al Piano economico-finanziario 2021, l'Autorità ha ricevuto le predisposizioni tariffarie relative a 5.501 ambiti¹⁶ – di cui 5.473 comunali e 28 pluricomunali, per un totale di oltre 46 milioni di utenti serviti –, l'88% delle quali è pervenuta successivamente al 30 giugno 2021. La quota di popolazione interessata dalle suddette proposte supera l'80% nelle seguenti Regioni: Basilicata, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Lazio, Liguria, Lombardia, Piemonte, Puglia, Sardegna, Toscana, Umbria e Veneto. La Provincia autonoma di Bolzano risulta invece inadempiente.

La trasmissione è stata effettuata da 2.681 ETC, di cui 2.619 (98% del totale) operano per un singolo Comune, mentre i restanti 62 svolgono le relative funzioni per più Comuni; tra questi, i maggiori 20 hanno presentato proposte per 2.101 ambiti tariffari, corrispondenti al 38% delle predisposizioni complessivamente ricevute.

In considerazione delle criticità derivanti dalla crisi sanitaria, l'Autorità ha inoltre continuato a garantire, nel 2021, la possibilità di accesso al portale *extranet* anche per la trasmissione delle predisposizioni tariffarie relative al Piano economico-finanziario 2020¹⁷.

Nel corso dell'anno l'attività istruttoria da parte degli uffici dell'Autorità è stata caratterizzata da approfondite interlocuzioni con gli ETC finalizzate alla corretta conclusione del procedimento e, in alcuni rilevanti casi, le istruttorie hanno riguardato in modo congiunto le annualità 2020 e 2021 del Piano economico-finanziario.

Più in dettaglio, nel 2020 e nel 2021, con riferimento al Piano economico-finanziario 2020, sono state approvate complessivamente 178 proposte che rappresentano 269 Comuni serviti e una popolazione di 8,7 milioni di abitanti. Gli ETC coinvolti nei procedimenti di istruttoria sono stati 46 e i gestori 222. Nel corso dell'ultimo anno le predisposizioni tariffarie approvate, sempre con riferimento al Piano economico-finanziario 2020, hanno riguardato 129 ambiti tariffari, che rappresentano altrettanti Comuni serviti e una popolazione di 3,5 milioni di abitanti, coinvolgendo ulteriori 11 ETC e 153 gestori rispetto al primo anno di attività istruttoria.

L'incremento medio delle tariffe registrato nei 178 ambiti tariffari sopra menzionati rispetto al Piano economico-finanziario 2019 è contenuto, ed è pari allo 0,44%. Tale dato appare in crescita rispetto al valore presentato nella precedente *Relazione Annuale* (0,33% sui primi 49 ambiti tariffari oggetto di approvazione) per la presenza di un maggior numero di ambiti tariffari per cui l'ETC ha individuato obiettivi specifici di miglioramento della

14 Si veda l'art. 9-bis del decreto legge n. 73/2021, convertito in legge n. 106/2021.

15 Comunicato dell'Autorità 15 marzo 2021, "Raccolta dati: Tariffa Rifiuti 2021".

16 I dati riportati sono aggiornati al 10 marzo 2022.

17 Con riferimento al Piano economico-finanziario 2020, al 10 marzo 2022 risultano trasmesse complessivamente le predisposizioni relative a 6.261 ambiti tariffari, per un totale di quasi 51,5 milioni di utenti serviti. Nel complesso gli ETC che hanno trasmesso almeno una proposta tariffaria sono 3.060, di cui 2.982 competenti per un solo ambito tariffario (Comune); i primi 20 per numero di invii hanno trasmesso poco più di 2.200 predisposizioni ossia il 35% del totale.

qualità del servizio e/o di incremento del perimetro gestionale; più precisamente, oltre il 50% delle 129 predisposizioni tariffarie approvate nell'ultimo anno è stato caratterizzato dalla fissazione di obiettivi specifici di miglioramento, con conseguente valorizzazione di uno o entrambi i coefficienti collegati a tali obiettivi (QL e PG¹⁸), che permettono un incremento del limite alla crescita delle entrate tariffarie (nell'anno precedente le proposte così caratterizzate erano meno del 20%).

Con riferimento invece al Piano economico-finanziario 2021, sono state approvate le predisposizioni tariffarie presentate da 12 ETC e relative a 24 ambiti tariffari, che rappresentano 115 Comuni serviti e una popolazione complessiva di 3,6 milioni di abitanti. Si rileva altresì che:

- i gestori coinvolti nelle approvazioni sono 33;
- l'incremento medio delle tariffe è superiore a quello osservato per le predisposizioni 2020 e si attesta all'1,18%;
- per 8 dei 24 ambiti tariffari la tariffa risulta inferiore a quella del 2020;
- in 7 ambiti tariffari sono stati individuati sia obiettivi di miglioramento della qualità del servizio sia di modifica del perimetro gestionale e sono stati pertanto valorizzati i parametri QL e PG previsti dall'MTR, mentre in ulteriori 2 ambiti tariffari sono stati individuati solo obiettivi di incremento del perimetro gestionale;
- in quattro ambiti tariffari ci si è avvalsi della possibilità di quantificare il coefficiente C19¹⁹ per tener conto delle azioni specifiche messe in atto dagli operatori per la gestione dell'emergenza da Covid-19, di cui alle delibere 23 giugno 2020, 238/2020/R/rif, e 24 novembre 2020, 493/2020/R/rif.

Inoltre, rispetto alle circa 5.500 predisposizioni tariffarie trasmesse all'Autorità relativamente al Piano economico-finanziario 2021, è possibile effettuare alcune valutazioni sull'impiego, da parte degli ETC, delle leve decisionali concepite per trasmettere segnali di incentivo ai gestori del servizio (finalizzate a sostenere i processi di investimento per la *green economy* e il miglioramento del servizio medesimo), così come sul ricorso alle forme di flessibilità nella quantificazione dei costi riconosciuti connesse al potenziamento o miglioramento del servizio, oppure a variazioni dello stesso legate all'emergenza sanitaria da Covid-19.

In particolare, nonostante le esigenze di contenimento della variazione delle entrate tariffarie abbia indotto la maggior parte degli ETC ad individuare valori dei fattori di *sharing* dei ricavi della vendita di materiali ed energia a beneficio dell'utenza, la quota di ambiti tariffari per cui sia stato fissato un valore a vantaggio del gestore è tutt'altro che trascurabile: questa ammonta al 30% circa per il fattore b^{20} e al 38,5% per il fattore ω . Con riferimento al meccanismo di gradualità per il riconoscimento dei conguagli 2019, i casi in cui i gestori sono stati premiati sono prossimi al 50%.

I già menzionati coefficienti QL e PG sono stati valorizzati per il 30% degli ambiti tariffari. Infine, le componenti COV²¹ legate a variazioni nei costi determinate dall'emergenza sanitaria sono state quantificate in un numero di ambiti tariffari più contenuto, ma comunque rilevante (13%), mentre il ricorso alla componente COS_{TV}^{22} , prevista a copertura dei costi delle misure di tutela (conseguenti all'emergenza sanitaria) delle utenze domestiche economicamente disagiate, è limitato a circa 80 ambiti tariffari.

18 PG è il coefficiente per la valorizzazione di modifiche del perimetro gestionale con riferimento ad aspetti tecnici e/o operativi come, ad esempio, il passaggio dalla raccolta stradale alla raccolta porta a porta o i processi di aggregazione delle gestioni.

19 C19 è il coefficiente che tiene conto dei costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali e in particolare della previsione sui costi che verranno sostenuti dal gestore al fine di garantire la continuità e il mantenimento dei livelli di qualità del servizio a seguito dell'emergenza da Covid-19.

20 Il fattore b è il fattore di *sharing* dei proventi, che può assumere un valore compreso nell'intervallo [0,3-0,6].

21 Le componenti COV sono le componenti aggiuntive, aventi natura previsionale, destinate alla copertura degli oneri aggiuntivi riconducibili all'emergenza sanitaria da Covid-19.

22 La componente COS_{TV} è la componente aggiuntiva di natura previsionale destinata alla copertura degli oneri variabili derivanti dall'attuazione delle misure di tutela a favore delle utenze domestiche economicamente disagiate come individuate dalla delibera 5 maggio 2020, 158/2020/R/rif.

Meccanismi di garanzia

Nell'ambito dell'MTR-1 l'Autorità ha istituito appositi meccanismi di garanzia per fronteggiare situazioni di stallo o inerzia imputabili ai gestori o all'ETC e favorire l'approvazione delle entrate tariffarie e dei corrispettivi del servizio in coerenza con i criteri disposti dall'MTR²³.

Più precisamente, la procedura delineata dall'art. 7 dell'MTR prevede che, ove il gestore non ottemperi agli adempimenti di propria competenza inerenti alla predisposizione del piano economico-finanziario, l'ETC ne dia comunicazione all'Autorità, informando contestualmente il gestore interessato.

L'Autorità provvede quindi a diffidare il gestore e, in caso di perdurante inerzia, ad intimargli l'adempimento agli obblighi regolatori, riservandosi comunque di procedere alla valutazione dei presupposti per l'eventuale esercizio del potere sanzionatorio ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera c), della legge n. 14 novembre 1995, n. 481.

Tale procedura è stata rafforzata con l'art. 3 della delibera 57/2020/R/rif che, tra l'altro, ha riconosciuto all'ETC la facoltà di procedere alla predisposizione del piano economico-finanziario sulla base degli elementi conoscitivi a disposizione, ivi compresi i valori dei fabbisogni standard o il dato del costo medio di settore come risultante dall'ultimo Rapporto dell'ISPRA, e in un'ottica di tutela degli utenti. In tal caso, tuttavia, sono esclusi incrementi dei corrispettivi e adeguamenti degli stessi all'inflazione.

Analogo procedimento – comunicazione da parte del soggetto adempiente, diffida dell'Autorità e, in caso di perdurante inerzia, intimazione e riserva di applicare sanzioni – è previsto dal medesimo art. 7 dell'MTR anche nell'ipotesi di inerzia dell'ETC rispetto alle determinazioni di propria competenza in ordine alla definizione del piano economico-finanziario regolarmente trasmesso dal gestore.

Nel corso dell'anno 2021, l'Autorità ha ricevuto 116 richieste di intervento con un decremento rispetto al primo anno di applicazione dell'MTR di circa il 60%. Tale riduzione è verosimilmente riconducibile a una maggiore consapevolezza e conoscenza da parte dei soggetti coinvolti nell'applicazione della nuova metodologia tariffaria. A tal proposito si evidenzia che gran parte dei procedimenti di garanzia attivati si è risolta con l'adempimento degli obblighi regolatori da parte dei soggetti interessati a seguito del supporto e dei chiarimenti forniti dall'Autorità, mentre in una quota residuale dei casi (pari a circa il 23%) si è, invece, reso necessario intervenire con le previste diffide dirette ai soggetti inerti.

Regolazione della qualità del servizio

Nel corso del 2021 l'attività dell'Autorità è stata fortemente incentrata sulla tutela dell'utente del servizio di gestione dei rifiuti urbani, trovando compimento nella definizione e successiva approvazione di un Testò unico per

²³ La procedura di approvazione tariffaria delineata nell'art. 6 della delibera 443/2019/R/rif prevede l'obbligo, in capo al gestore, di predisposizione, secondo tale metodologia tariffaria, del piano economico-finanziario e di altri atti da trasmettere all'ETC, il quale a sua volta è tenuto a compiere le attività di verifica e validazione dei dati ricevuti finalizzate alla trasmissione della predisposizione tariffaria all'Autorità, competente ad approvarla.

la regolazione della qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani (TQRIF), che prevede, dal 1° gennaio 2023, l'introduzione di un set di obblighi di servizio minimo valido per tutte le gestioni (riguardante i principali profili di qualità contrattuale e tecnica), affiancati alla previsione di indicatori e standard generali di qualità, differenziati in relazione al livello qualitativo di partenza garantito agli utenti nelle diverse gestioni.

Tale attività si è resa particolarmente necessaria in un settore, come quello dei rifiuti urbani, fortemente eterogeneo, con significative differenze tra le macro-aree del Paese, in termini di prestazioni garantite agli utenti, caratterizzato dalla presenza di numerosi operatori di piccole dimensioni che svolgono singole attività del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani in ambiti generalmente di dimensioni comunali, da una scarsa ottemperanza all'obbligo di adozione della Carta della qualità e da un'esigua implementazione di indicatori di qualità contrattuale e/o tecnica, dei relativi standard prestazionali e di sistemi di indennizzi per l'utente.

Il procedimento per la regolazione della qualità del servizio nel ciclo dei rifiuti urbani, avviato con la delibera 5 aprile 2018, 226/2018/R/rif, si è sviluppato a partire dall'emanazione del Testo integrato in tema di trasparenza nel servizio di gestione dei rifiuti (di seguito: TITR²⁴), nell'ambito del quale l'Autorità ha ritenuto prioritario definire la disciplina dei contenuti informativi minimi obbligatori che i gestori devono riportare sui siti internet, documenti di riscossione e comunicazioni individuali agli utenti tenuti al pagamento della tariffa per la fruizione del servizio.

Successivamente, con il documento per la consultazione 23 febbraio 2021, 72/2021/R/rif – i cui dettagli sono stati illustrati nella precedente *Relazione Annuale*²⁵ – l'Autorità ha delineato i propri orientamenti iniziali per la regolazione della qualità contrattuale – con particolare riferimento ai profili inerenti alla gestione dei reclami, delle richieste di rettifica e rimborso degli importi erroneamente addebitati all'utente, delle richieste di informazioni, alla gestione dei punti di contatto con l'utente medesimo, al ritiro a domicilio dei rifiuti ingombranti, alla gestione del servizio di riscossione – e tecnica del servizio, per gli aspetti di continuità, regolarità e sicurezza.

In particolare, con il medesimo documento sono state individuate le principali finalità dell'intervento regolatorio, ovvero:

- garantire a tutte le categorie di utenti (domestici e non) un livello minimo di tutela crescente e omogeneo sull'intero territorio nazionale, comunque in un contesto di sostenibilità dei costi della tariffa corrisposta dagli utenti;
- favorire la progressiva convergenza delle diverse realtà gestionali verso un modello ottimale in termini di prestazioni garantite agli utenti e di condizioni per l'erogazione del servizio tecnicamente efficienti, attraverso un approccio regolatorio asimmetrico e graduale che garantisca la più ampia applicazione della disciplina e tenga conto delle diverse specificità territoriali, rinviando ad una seconda fase l'adozione di standard specifici e indennizzi automatici a favore dell'utente in caso di mancato rispetto dei medesimi standard, in analogia agli altri settori regolati;
- assicurare la necessaria corrispondenza tra la tariffa corrisposta dall'utente e la qualità del servizio erogato, garantendo la coerenza con i criteri per la copertura dei costi efficienti di esercizio e di investimento del servizio integrato dei rifiuti urbani in ciascun ambito tariffario, secondo le modalità definite dall'MTR-2;
- rafforzare la tutela degli utenti nel rispetto delle differenti specificità territoriali, consentendo all'ETC la possibilità di introdurre standard ulteriori o migliorativi rispetto a quelli definiti dall'Autorità;

²⁴ Testo integrato in tema di trasparenza nel servizio di gestione dei rifiuti allegato alla delibera 31 ottobre 2019, 444/2019/R/rif.

²⁵ Si veda il Capitolo 7 del Volume II sull'attività svolta della *Relazione Annuale* 2021.

- garantire la trasparenza e la diffusione della conoscenza della *performance* dei gestori, mediante l'introduzione di obblighi di registrazione e pubblicazione dei risultati effettivamente conseguiti;
- assicurare l'armonizzazione, a tutela dell'utente, ove possibile, e considerare le specificità del settore dei rifiuti, con i criteri di regolazione della qualità adottati negli altri settori regolati dall'Autorità.

In considerazione dell'elevato grado di condivisione da parte degli *stakeholder* in esito alla menzionata consultazione, nel successivo documento per la consultazione 12 ottobre 2021, 422/2021/R/rif, è stata confermata l'impostazione prospettata dall'Autorità nel precedente documento, prefigurando, al contempo, l'introduzione – suggerita da alcuni operatori – di alcune ulteriori misure volte a rafforzare la tutela degli utenti nelle fasi di attivazione, variazione e cessazione del servizio, nonché di misure specifiche per le gestioni in tariffazione puntuale finalizzate a supportare un'efficace transizione verso l'adozione di strumenti per la quantificazione dei rifiuti effettivamente prodotti e a trasmettere un tempestivo segnale di prezzo agli utenti in ossequio al principio comunitario del *"pay as you throw"*, nonché a favorire una maggiore trasparenza dei costi del servizio.

Testo unico della regolazione della qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani

Il processo di consultazione – che al fine di incrementare la condivisione dell'azione regolatoria è stato integrato da specifici incontri tecnici con gli *stakeholder*, anche nell'ambito del Tavolo tecnico permanente con Regioni ed autonomie locali – si è concluso con l'approvazione della delibera 15/2022/R/rif e del relativo Allegato "Testo unico della regolazione della qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani" (TQRIF).

L'Autorità, confermando l'impostazione dei precedenti documenti per la consultazione, ha previsto l'adozione di un modello di regolazione asimmetrico e graduale che tenga conto dell'eterogeneità del settore, con obblighi di servizio e standard generali di qualità differenziati in relazione allo Schema regolatorio di appartenenza, che dovrà essere individuato dall'ETC, entro il 31 marzo 2022, sulla base del livello qualitativo di partenza di ciascuna gestione, determinato in ragione delle prestazioni previste nel/i Contratto/i di servizio e/o nella/e Carta/e della qualità vigenti (Tav. 8.1).

TAV. 8.1 Matrice di schemi regolatori

		PREVISIONI DI OBBLIGHI E STRUMENTI DI CONTROLLO IN MATERIA DI QUALITÀ TECNICA (CONTINUITÀ, REGOLARITÀ, E SICUREZZA DEL SERVIZIO)	
		QUALITÀ TECNICA = NO	QUALITÀ TECNICA = SÌ
PREVISIONI DI OBBLIGHI IN MATERIA DI QUALITÀ CONTRATTUALE	QUALITÀ CONTRATTUALE = NO	Schema I Obblighi minimi	Schema III Livello intermedio
	QUALITÀ CONTRATTUALE = SÌ	Schema II Livello intermedio	Schema IV Livello avanzato

Fonte: ARERA.

Al fine di agevolare gli utenti nell'accesso alle informazioni inerenti alla qualità del servizio, l'Autorità ha introdotto in capo agli ETC l'obbligo generale, valevole anche in presenza nel medesimo ambito tariffario di più soggetti gestori, di approvazione di un'unica Carta della qualità del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani recante, con riferimento a ciascun servizio, l'indicazione degli obblighi di qualità previsti dal TQRIF, nonché degli standard ulteriori o

migliorativi eventualmente previsti dall'ETC. La Carta, ai fini di favorire la trasparenza e la consapevolezza dell'utente, dovrà essere pubblicata ai sensi del TITR sul sito internet del gestore del servizio integrato, ovvero del gestore dei singoli servizi, e dovrà altresì indicare il posizionamento della gestione nella matrice degli schemi regolatori.

Per quanto riguarda i profili di qualità contrattuale, il TQRIF:

- individua puntualmente le modalità di presentazione dei reclami e delle richieste scritte di informazioni, il contenuto minimo della risposta ai reclami e il tempo di risposta pari a 30 giorni lavorativi;
- disciplina le procedure inerenti all'attivazione, alla variazione e alla cessazione del servizio, definendo i termini per la presentazione delle richieste da parte dell'utente (entro 90 giorni solari, ovvero entro 30 giorni solari nelle gestioni in tariffazione puntuale, ove previsto dall'ETC) e di decorrenza degli effetti, nonché il tempo di risposta pari a 30 giorni lavorativi, al fine di favorire una maggiore consapevolezza degli utenti rispetto alla fruizione del servizio e garantire maggiore certezza dei termini di pagamento;
- introduce una procedura omogenea a livello nazionale per la dimostrazione dell'effettivo avvio a recupero da parte delle utenze non domestiche che gestiscono i propri rifiuti urbani al di fuori del servizio pubblico²⁶;
- relativamente ai punti di contatto con gli utenti, prevede per tutte le gestioni l'obbligo di attivazione del servizio telefonico gratuito e per le gestioni con un livello qualitativo intermedio o avanzato l'obbligo di attivazione di almeno uno sportello online, demandando all'ETC, d'intesa con le associazioni dei consumatori locali e in accordo con il gestore, la facoltà di prevedere, in alternativa o in aggiunta allo sportello online, l'apertura di uno o più sportelli fisici a tutela degli utenti con bassi livelli di digitalizzazione; inoltre, per le gestioni più virtuose (Schema IV), individua il tempo di attesa per il servizio telefonico pari a 240 secondi;
- in materia di riscossione, garantisce, a tutela di tutti gli utenti indipendentemente dal regime tributario/tarifario applicato a livello locale, una periodicità minima (annuale) di invio del documento di riscossione con i contenuti prescritti dal TITR, almeno un'opzione di pagamento gratuita degli importi dovuti, condizioni per l'accesso alla rateizzazione gratuita, nonché la possibilità per gli utenti in condizioni di fragilità economica di richiedere l'ulteriore rateizzazione dei pagamenti dovuti;
- individua puntualmente le modalità di presentazione e il contenuto minimo della risposta alla richiesta di rettifica dell'utente, le modalità per il rimborso delle somme non dovute, nonché il tempo di risposta pari a 60 giorni lavorativi e di rimborso di tali somme pari a 120 giorni lavorativi;
- in materia di ritiro dei rifiuti su chiamata, introduce l'obbligo di servizio minimo di ritiro a domicilio senza oneri aggiuntivi unico a livello nazionale (pari ad un ritiro mensile per utenza) – derogabile dall'ETC, in ragione dell'esistenza o meno sul territorio di forme alternative di raccolta (quali, ad esempio, centri di raccolta o mezzi mobili), fatta eccezione per gli utenti in condizioni di fragilità economica e/o fisica a cui deve essere comunque garantito il servizio senza oneri aggiuntivi – affiancato alla fissazione del tempo di erogazione della prestazione pari a 15 giorni lavorativi;
- definisce le tempistiche di intervento del gestore nel caso di segnalazione per disservizi e per richieste di riparazione delle attrezzature per la raccolta domiciliare, individuando, nel primo caso, un tempo di intervento pari a 5 giorni lavorativi e, nel secondo, a 10 giorni lavorativi, entrambi incrementabili di ulteriori 5 giorni lavorativi, in funzione della necessità di effettuare un sopralluogo.

Relativamente ai profili di qualità tecnica, il TQRIF:

- con riferimento alla continuità e regolarità del servizio di raccolta e trasporto e spazzamento delle strade:

²⁶ Si vedano gli articoli 198, comma 2-bis e 238, comma 10, del decreto legislativo n. 152/2006.

- individua obblighi di servizio che favoriscano il controllo periodico del corretto svolgimento dei servizi (quali: la mappatura delle aree di raccolta e la predisposizione di un programma delle attività), prevedendo per le gestioni con livelli qualitativi almeno intermedi (Schemi III e IV) misure ulteriori finalizzate a garantire la puntualità dei servizi e la continuità dei conferimenti da parte degli utenti;
- in aggiunta, per le gestioni più evolute (Schema IV), introduce l'obbligo di registrazione delle interruzioni del servizio – circoscritte a quelle rilevanti o limitate in funzione dell'estensione dell'area interessata – nonché la durata massima delle stesse pari a 24 ore, prevedendo in una fase successiva, in una logica di gradualità nell'implementazione della regolazione (dal 2025), anche l'adozione di uno standard generale sul numero massimo di interruzioni tollerabili dal sistema;
- per quanto riguarda la sicurezza del servizio, prevede l'obbligo di attivazione di un numero verde gratuito, dedicato e raggiungibile dall'utente h24, affiancato nelle gestioni con un livello qualitativo intermedio o avanzato alla fissazione del tempo di arrivo sul luogo della chiamata, pari a 4 ore, nonché introduce tempi certi e omogenei per la messa in sicurezza dell'area oggetto di abbandono di rifiuti (4 ore dall'arrivo sul luogo della chiamata) e per la loro successiva rimozione (15 giorni lavorativi dalla messa in sicurezza dell'area), laddove presentino profili di criticità in tema di sicurezza.

Le tempistiche associate agli indicatori di qualità contrattuale e tecnica sopra riportati devono inoltre essere garantite per una percentuale di prestazioni (standard generali) differenziate in relazione allo Schema regolatorio di partenza, con livelli via via crescenti in ragione della previsione, nel/i Contratto/i di servizio e/o nella/e Carta/e della qualità vigenti, di obblighi e standard in materia di qualità contrattuale e/o tecnica.

Al fine di agevolare l'utente nell'individuazione del gestore di riferimento e conseguentemente nell'accesso alle prestazioni, tenuto conto della ancora diffusa frammentazione del servizio e della durata temporalmente limitata della maggior parte degli affidamenti, l'Autorità ha individuato quale soggetto obbligato all'attuazione del set di regole corrispondente allo specifico Schema il *gestore del servizio integrato dei rifiuti urbani*, ovvero negli ambiti tariffari in cui non opera un gestore integrato (salvo specifica deroga²⁷):

- il *gestore dell'attività di gestione tariffe e rapporti con gli utenti*, con riferimento ai profili di qualità contrattuale e, in particolare, agli obblighi relativi alla gestione dei reclami, delle richieste scritte di informazioni, dei punti di contatto con l'utente, nonché quelli in materia di riscossione, rettifica delle somme richieste e rimborso degli importi non dovuti;
- il *gestore della raccolta e trasporto e/o spazzamento delle strade*, ognuno per le attività di propria competenza, per quanto riguarda le prestazioni relative alla disciplina in materia di qualità tecnica del servizio, al ritiro dei rifiuti ingombranti, alla segnalazione di disservizi e alla riparazione delle attrezzature per la raccolta domiciliare, che richiedono l'utilizzo di mezzi e *know-how* specifici nell'esclusiva disponibilità del gestore che fornisce lo specifico servizio.

Con la menzionata delibera 15/2022/R/rif e il relativo Allegato (TQRIF) l'Autorità ha altresì definito i criteri per la gestione dei flussi informativi tra gestori in caso di servizio non integrato; inoltre ha puntualmente indicato i dati e le informazioni inerenti agli standard generali di qualità che il gestore è tenuto a registrare e comunicare all'Autorità e all'ETC, prevedendo che tali obblighi si applichino comunque decorsi 6 mesi dalla data di affidamento del servizio, rinviando a un successivo provvedimento, da adottarsi in coerenza con quanto disposto per gli altri

²⁷ Ai sensi dell'art. 2.4 del TQRIF, l'ETC può individuare quale soggetto responsabile delle prestazioni inerenti ai punti di contatto con l'utente, nonché alla gestione dei reclami e delle richieste scritte di informazioni per le attività di raccolta e trasporto e spazzamento delle strade, il gestore delle suddette attività, previa intesa con lo stesso e con le associazioni dei consumatori locali, in luogo del gestore dell'attività di gestione tariffe e rapporto con gli utenti.

settori regolati, l'individuazione delle modalità per la verifica e la validazione dei dati di qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani comunicati dai gestori all'Autorità.

Inoltre, nelle more della disciplina dei meccanismi premiali e/o di penalizzazione che verranno valutati nell'ambito del provvedimento recante i criteri per l'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie ai sensi dell'MTR-2, sono state introdotte specifiche misure di regolazione reputazionale in capo ai gestori del servizio, obbligando il gestore a pubblicare sul proprio sito internet il posizionamento della gestione nella matrice degli schemi regolatori, gli standard generali di qualità di sua competenza e il grado di rispetto di tali standard, con riferimento all'anno precedente.

Infine, allo scopo di garantire agli utenti, sin dalla fase di avvio della regolazione in materia di qualità del servizio, certezza e facilità di accesso alle informazioni e alle condizioni di erogazione dei vari servizi a fruizione diretta dell'utente, nonché un'adeguata conoscenza degli obblighi in capo al gestore, con la delibera 15/2022/R/rif l'Autorità ha integrato e modificato gli obblighi in materia di trasparenza in capo al gestore del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, ovvero dei singoli servizi che lo compongono, previsti dal TITR, sia in ordine alle richieste di attivazione, variazione e cessazione del servizio, sia con riferimento ai reclami e alle richieste scritte di informazioni, alle richieste di rettifica degli importi addebitati, di rateizzazione, di ritiro dei rifiuti su chiamata o di riparazione delle attrezzature per la raccolta domiciliare, alle segnalazioni di disservizi e alla qualità tecnica del servizio.



CAPITOLO

9



MERCATI *RETAIL*

INTERSETTORIALE

Servizi di tutela, di ultima istanza e a tutele graduali

Mercato elettrico: servizi di maggior tutela e ultima istanza

Nel settore dell'energia elettrica, la legge n. 3 agosto 2007, n. 125, di conversione del decreto legge n. 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 n. 4 agosto 2017, n. 124 (legge concorrenza o legge n. 124/2017), come da ultimo modificata dalla legge n. 26 febbraio 2021, n. 21 (di seguito: legge n. 21/2021) di conversione del decreto legge n. 31 dicembre 2020, n. 183, è stata superata a partire dal 1° gennaio 2021 per le piccole imprese e dal 1° gennaio 2023 lo sarà per le micro-imprese¹ e per i clienti domestici.

Il decreto legge n. 6 novembre 2021, n. 152, convertito con legge n. 29 dicembre 2021, n. 233 (di seguito: decreto legge n. 152/2021), ha invece previsto, unicamente per i clienti domestici di energia elettrica, che, a partire dalla richiamata scadenza di gennaio 2023, in via transitoria e nelle more dello svolgimento delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio a tutele graduali, da concludersi entro il 10 gennaio 2024, questi continuano a essere riforniti in maggior tutela secondo gli indirizzi definiti con decreto del MiTE.

I clienti che si trovano senza un fornitore nel mercato libero e che non hanno diritto ad accedere alla maggior tutela, in quanto diversi dai domestici e dalle micro-imprese titolari solamente di punti di prelievo con potenza contrattualmente impegnata fino a 15 kW, sono riforniti, ai sensi del combinato disposto della legge n. 125/2007 e della legge n. 124/2017, nel servizio a tutele graduali qualora rispettino le caratteristiche dimensionali in termini di fatturato e numero di dipendenti propri delle piccole imprese e nei restanti casi nel servizio di salvaguardia. Tali servizi di ultima istanza sono finalizzati a garantire la sola continuità della fornitura e sono erogati da società di vendita selezionate attraverso procedure concorsuali per aree territoriali a condizioni economiche determinate in esito alle medesime procedure.

Servizio di maggior tutela: aggiornamento delle condizioni economiche – costi di approvvigionamento e commercializzazione

Fino alla data di cessazione della disciplina transitoria dei prezzi, la regolazione del servizio di maggior tutela da parte dell'Autorità avviene in ossequio ai principi di temporaneità rispetto al processo di apertura del mercato e di proporzionalità, individuati dalla Corte di giustizia europea².

1 Ai sensi dell'art. 2 della direttiva (UE) 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.

2 Sentenza della Corte di giustizia europea, Grande Sezione, 20 aprile 2010, procedimento C-265/08.

Nell'ambito dei consueti aggiornamenti trimestrali, a partire dal 1° gennaio 2017³, le condizioni economiche del servizio sono definite secondo una logica che mira a rendere sempre più coerente le caratteristiche del servizio di maggior tutela a quelle di servizio universale. Nello specifico:

- il costo di acquisto dell'energia elettrica (elemento PE del corrispettivo PED) è determinato con esclusivo riferimento al prezzo nei mercati a pronti all'ingrosso dell'energia elettrica;
- è applicata a tutti i clienti finali la logica di determinazione di tipo trimestrale per quanto riguarda il costo complessivo di approvvigionamento dell'energia elettrica (elementi PE e PD del corrispettivo PED). Pertanto, a partire dal 1° gennaio 2017, il corrispettivo PED è determinato con riferimento alla stima dei costi per l'approvvigionamento dell'energia elettrica nel trimestre oggetto di aggiornamento, ponderata con il profilo di prelievo dei clienti appartenenti a ciascuna tipologia contrattuale.

La quantificazione è poi effettuata, come in passato, tenendo conto del recupero relativo alla differenza tra la stima dei costi e la stima dei ricavi conseguiti dagli esercenti la maggior tutela nell'anno solare in cui gli aggiornamenti hanno luogo. La quantificazione del recupero prevede che la stima dei predetti importi sia recuperata nei successivi sei mesi, mediante un'aliquota unitaria il cui valore viene cumulato all'importo derivante dalla stima dei costi di acquisto e dispacciamento relativa alla quantificazione degli elementi PE e PD.

In base a quanto previsto dal Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di ultima istanza (TIV), l'Autorità ha quindi provveduto, come di consueto, ad aggiornare trimestralmente i corrispettivi per la maggior tutela secondo la metodologia sopra richiamata:

- per il trimestre gennaio-marzo 2021, con la delibera 29 dicembre 2020, 602/2020/R/eel;
- per il trimestre aprile-giugno 2021, con la delibera 29 marzo 2021, 127/2021/R/eel;
- per il trimestre luglio-settembre 2021, con la delibera 30 giugno 2021, 281/2021/R/eel;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2021, con la delibera 28 settembre 2021, 402/2021/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 29 dicembre 2020, 604/2020/R/eel, sono stati aggiornati, con decorrenza 1° gennaio 2021, i valori:

- della componente RCV per la remunerazione dei costi di commercializzazione sostenuti dall'esercente la maggior tutela;
- del corrispettivo PCV pagato dai clienti finali in maggior tutela e commisurato ai costi di commercializzazione sostenuti da un operatore efficiente del mercato libero;
- della componente DISPBT, a restituzione del differenziale tra quanto complessivamente pagato a titolo di corrispettivo PCV e quanto riconosciuto agli esercenti mediante le componenti RCV. Tale componente è di norma soggetta ad aggiornamento all'inizio dell'anno, ma può subire successive modifiche, in occasione degli aggiornamenti trimestrali delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela.

Nell'ambito del suddetto aggiornamento, l'Autorità ha sostanzialmente confermato le modalità di definizione della componente RCV già previste, per l'anno 2020, dalla delibera 27 dicembre 2019, 576/2019/R/eel, provvedendo alla quantificazione di tale componente sulla base di analisi effettuate a partire dalle informazioni messe

³ In applicazione della delibera 4 novembre 2016, 633/2016/R/eel.

a disposizione da un campione rappresentativo di esercenti la maggior tutela che operano in regime di separazione societaria.

Nel dettaglio, è stata confermata la differenziazione delle componenti di remunerazione degli esercenti la maggior tutela, al fine di rispecchiare le differenziazioni di costo unitario dei diversi esercenti, ascrivibili alla potenziale presenza di economie di scala presumibilmente connesse con l'ottimizzazione sia dei costi fissi sia della gestione dei processi (indicato come "effetto dimensione"). In particolare, è stata confermata l'applicazione di tre distinte componenti: la componente RCV da riconoscere agli esercenti societariamente separati che servono un numero rilevante di clienti finali (superiore a 10 milioni), la componente RCV_{sm} per gli altri esercenti societariamente separati e la componente RCV_i per gli esercenti non societariamente separati. Trova altresì conferma la differenziazione di ciascuna di queste componenti per tipologia di clienti finali e per zone territoriali (Centro-Nord e Centro-Sud); quest'ultima dipende dal riconoscimento differenziato degli oneri della morosità, fenomeno che mostra andamenti differenziati sul territorio nazionale. In relazione alla quantificazione dei livelli delle singole componenti:

- per gli oneri relativi alla morosità, si è riconosciuto il livello di *unpaid ratio* a 24 mesi, differenziato per zona geografica e tipologia di clienti, determinato a partire dalle informazioni trasmesse dagli esercenti la maggior tutela e tenendo conto di una gestione efficiente del credito da parte dei singoli esercenti; nello specifico il livello del tasso è risultato pari a:
 - 0,24% per i clienti domestici, zona Centro-Nord;
 - 0,72% per i clienti domestici, zona Centro-Sud;
 - 1,15% per i clienti allacciati alla rete in bassa tensione altri usi, zona Centro-Nord;
 - 2,50% per i clienti allacciati alla rete in bassa tensione altri usi, zona Centro-Sud;
- per gli altri costi operativi, sono stati presi a riferimento i valori di costo 2019, opportunamente rettificati al fine di tenere conto unicamente delle partite ordinarie relative all'attività di commercializzazione dell'energia elettrica e delle voci di costo che non trovano già copertura mediante altre componenti delle condizioni economiche ed escludendo i costi relativi al *marketing* e all'acquisizione dei clienti, in quanto funzioni non inerenti all'attività di commercializzazione al dettaglio del servizio di maggior tutela;
- per la remunerazione del capitale investito netto, si è effettuata la quantificazione parametrica del capitale circolante netto, definito in base alla stima dell'esigenza di cassa cui un esercente deve far fronte nell'ambito dell'erogazione del servizio, ed è stata utilizzata la metodologia *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), confermando il livello del tasso di interesse nominale pari a 6,5% utilizzato per l'anno 2020 e non considerando, ai fini della remunerazione, gli oneri connessi con l'IRAP, per la copertura dei quali è previsto un riconoscimento separato.

In merito alla remunerazione degli esercenti la maggior tutela, anche per l'anno 2021 operano i meccanismi di riconoscimento ulteriori rispetto all'applicazione della componente RCV, atti alla copertura di costi di morosità non inclusi nella definizione della suddetta componente e applicabili ai soli esercenti che presentino detti costi. Si tratta in particolare del meccanismo di riconoscimento per la compensazione della morosità legata a prelievi fraudolenti e del meccanismo di compensazione dei costi di morosità sopportati dagli esercenti la maggior tutela di minori dimensioni rispetto all'operatore dominante, per il quale il livello di costo sostenuto risente anche dell'efficientamento connesso alla propria dimensione aziendale.

Rispetto agli anni precedenti, inoltre, con la delibera 24 novembre 2020, 491/2020/R/eel, è stata rimandata a successivo provvedimento la definizione delle modalità applicative del meccanismo uscita clienti relativo all'an-

no 2021. Tale meccanismo compensa 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. Le ragioni del predetto rinvio relativamente all'anno 2021 sono connesse all'esigenza di condurre valutazioni complessive che tengano conto anche dell'assetto previsto per il servizio di tutele gradualmente, che in via transitoria, durante il primo semestre del 2021, è erogato dagli stessi esercenti la maggior tutela.

La delibera 604/2020/R/eel ha altresì aggiornato il corrispettivo PCV, mantenendo la differenziazione tra le diverse tipologie di clientela già prevista in precedenza. I livelli fissati a decorrere dal 1° gennaio 2021 sono stati definiti considerando:

- per gli oneri relativi alla morosità, un livello di *unpaid ratio* riconosciuto, definito a partire dal tasso di mancato incasso delle fatture trascorsi 24 mesi dalla loro emissione, rilevato dai venditori sul mercato libero e considerando il comportamento efficiente degli operatori in termini di gestione della clientela e gestione del credito; nello specifico, tale tasso è risultato complessivamente pari a 1,51%, differenziato per tipologie di clienti (1,17% per i clienti domestici e 1,73% per i clienti BT altri usi);
- per gli altri costi operativi, i valori di costo dell'anno 2019, desumibili dai conti annuali separati inviati dagli operatori ai sensi della normativa *unbundling*, comprensivi dei costi connessi con le politiche di *marketing* e acquisizione della clientela, opportunamente rettificati al fine di tenere conto unicamente delle partite ordinarie relative all'attività di commercializzazione dell'energia elettrica e delle voci di costo che non trovano già copertura mediante altre componenti delle condizioni economiche;
- per la remunerazione del capitale investito netto, l'adozione di una metodologia di quantificazione parametrica del capitale circolante netto, definito in base alla stima dell'esigenza di cassa cui un venditore deve far fronte nell'ambito della propria attività di vendita, e fissando l'esposizione media in 54 giorni; in tale ambito è stato altresì previsto che la remunerazione sia definita, in continuità con le precedenti determinazioni, mediante la metodologia WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), confermando il tasso di interesse nominale di livello pari a 6,7% utilizzato per l'anno 2020, e non considerando, ai fini della remunerazione, gli oneri connessi con l'IRAP, per la copertura dei quali è previsto un riconoscimento separato.

Infine, con riferimento alla componente $DISP_{BT}$, la delibera 604/2020/R/eel ha fissato i nuovi valori in vigore a decorrere dal 1° gennaio 2021 mantenendo la struttura già prevista per l'anno 2020, costituita unicamente da una quota fissa (€/POD/anno), e la distinzione dell'aliquota applicata ai clienti domestici e ai clienti BT altri usi.

Con la delibera 28 settembre 2021, 402/2021/R/eel, l'Autorità ha prorogato fino al 31 marzo 2022 i valori delle suddette componenti di commercializzazione già fissati dalla delibera 604/2020/R/eel.

Quanto sopra si è reso necessario in ragione dell'esigenza di ulteriori approfondimenti legati all'evoluzione, tuttora in corso, dell'assetto dei mercati *retail* nonché alla necessità di allineare le modalità di remunerazione dei diversi soggetti regolati, pur tenendo conto delle specificità di ciascun settore. Da ultimo si evidenzia, altresì, la delibera 2 novembre 2021, 477/2021/R/eel, con la quale, in ottemperanza alla sentenza del TAR Lombardia n. 18/2021 di annullamento della delibera 20 aprile 2017, 279/2017/R/com, è stata rivista la disciplina del meccanismo incentivante per la diffusione delle bollette in formato dematerializzato volto a compensare gli esercenti i servizi di tutela del differenziale tra il costo evitato per il venir meno della bolletta cartacea e lo sconto applicato al cliente finale. In particolare, la delibera 477/2021/R/eel ha riformato i requisiti, previsti dall'annullata delibera 279/2017/R/com, a cui sono subordinate le attuali reintegrazioni spettanti agli esercenti che abbiano erogato lo

sconto per la bolletta dematerializzata in modo tale da contemperare la duplice esigenza, da un lato, (i) di mantenere un incentivo, in capo agli operatori, ad operare in modo da aumentare il numero di clienti che scelgono la bolletta in formato dematerializzato proprio in ragione dei vantaggi (in termini di riduzione dei costi e di impatto ambientale) a questo associati e, dall'altro, (ii) di reintegrare il differenziale tra il livello di sconto applicato al cliente e il costo evitato dagli operatori per la mancata messa a disposizione della bolletta in formato cartaceo con modalità tali da non compromettere l'equilibrio economico-finanziario degli esercenti.

Servizio di salvaguardia

Il servizio di salvaguardia è erogato dagli operatori individuati attraverso specifiche procedure di selezione, svolte sulla base degli indirizzi emanati dal Ministro dello sviluppo economico, su proposta dell'Autorità. Per la selezione degli attuali esercenti il servizio di salvaguardia per il biennio 2021-2022, l'Autorità, con la delibera 29 settembre 2020, 356/2020/R/eel, ha rivisto la disciplina del servizio.

In particolare, rispetto alle precedenti assegnazioni del servizio, con la delibera 356/2020/R/eel:

- è stata rivista la configurazione delle aree per l'assegnazione del servizio per tenere conto della revisione delle zone di mercato all'ingrosso decorrente dal 1° gennaio 2021, ai sensi delle delibere 12 luglio 2018, 386/2018/R/eel, e 19 marzo 2019, 103/2019/R/eel;
- sono stati integrati i requisiti di solidità economico-finanziaria e di onorabilità per la partecipazione alle procedure;
- sono stati inclusi, nelle informazioni pre-gara da mettere a disposizione degli esercenti che partecipano alle procedure, i dati sui quantitativi di energia elettrica riconducibili a prelievi fraudolenti dei clienti finali del servizio di salvaguardia;
- è stata prevista l'introduzione, da parte di Acquirente unico, di modalità telematiche per la trasmissione delle istanze di partecipazione alle gare;
- sono stati introdotti specifici meccanismi di reintegrazione a favore degli esercenti la salvaguardia da applicare con riferimento ai prelievi dei clienti che accedono al servizio a valle della risoluzione del contratto di dispacciamento e/o trasporto del venditore del mercato libero, in particolare prevedendo:
 - un meccanismo atto a riequilibrare gli esercenti rispetto alla mancata applicazione del parametro *omega* (Ω), formulato in sede di gara, per il periodo intercorrente dall'attivazione del servizio fino all'ultimo giorno del mese successivo alla data di tale attivazione;
 - un meccanismo atto a compensare gli esercenti degli eventuali oneri di sbilanciamento che l'attivazione di nuovi clienti secondo le tempistiche di cui alla delibera 11 febbraio 2020, 37/2020/R/eel, potrebbe comportare in termini di programmazione dei prelievi, perlomeno nei primi giorni di attivazione della fornitura.

Il 25 novembre 2020 Acquirente unico ha pubblicato l'esito delle procedure concorsuali. Nella tavola 9.1 sono riportati, per ciascuna area territoriale oggetto di assegnazione del servizio, il nominativo del soggetto esercente il servizio prescelto e il valore del parametro Ω che, sommato al valore del Prezzo unico nazionale (PUN), contribuisce alla determinazione del prezzo relativo alla componente di acquisto dell'energia elettrica per i clienti del servizio di salvaguardia di ciascuna area territoriale.

TAV. 9.1 Elenco dei soggetti esercenti il servizio di salvaguardia e valore del parametro Ω

AREA GEOGRAFICA	OPERATORE	VALORE DEL PARAMETRO Ω (€/MWh)
Liguria, Piemonte, Valle d'Aosta, Trentino-Alto Adige	Enel Energia	14,90
Lombardia	A2A Energia	10,17
Veneto, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia	Enel Energia	10,90
Toscana, Marche, Sardegna	A2A Energia	13,57
Lazio	Enel Energia	13,30
Campania, Abruzzo, Umbria	Hera Comm	16,84
Puglia, Molise, Basilicata	Enel Energia	11,80
Calabria	Enel Energia	26,60
Sicilia	Enel Energia	17,80

Fonte: ARERA.

Con il decreto 21 ottobre 2010, il Ministro dello sviluppo economico ha previsto l'adozione di un meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili sostenuti dagli esercenti il servizio di salvaguardia per il mancato pagamento delle fatture da parte di clienti finali non disalimentabili (cosiddetto "meccanismo di reintegrazione salvaguardia"). In particolare, il provvedimento ha stabilito che l'Autorità deve definire le modalità di attuazione delle procedure di recupero e di gestione del credito che gli esercenti la salvaguardia sono tenuti a implementare per accedere al meccanismo. Il meccanismo di reintegrazione salvaguardia prevede il riconoscimento degli oneri sostenuti sulla base di criteri incentivanti, attraverso la previsione di premi e penalità in base al livello dei crediti non riscossi rispetto al fatturato e decorso un determinato periodo di tempo dall'emissione della fattura non pagata, al fine di mantenere sul soggetto che eroga il servizio l'incentivo a una gestione efficiente del credito. In merito alle modalità di copertura degli oneri relativi al meccanismo di reintegrazione, il decreto ha stabilito che essi siano posti a carico di uno specifico corrispettivo di dispacciamento, il cosiddetto "corrispettivo di reintegrazione oneri salvaguardia" (di seguito: corrispettivo di reintegrazione), di cui all'art. 25-bis del Testo integrato delle disposizioni in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (*settlement*) (TIS)⁴, applicato ai punti di prelievo nella titolarità dei clienti finali con diritto alla salvaguardia. Su tale aspetto, l'Autorità ha da tempo ritenuto opportuno differenziare il corrispettivo da applicare ai clienti serviti in regime di salvaguardia e quello destinato agli altri clienti che, pur avendo diritto al servizio, sono serviti nel mercato libero. I criteri e le modalità applicative del meccanismo suddetto, in essere per il periodo di assegnazione dell'esercizio della salvaguardia 2021-2022, è disciplinato dalla delibera 27 settembre 2018, 485/2018/R/eel. Con riferimento a tale esercizio, la delibera 9 novembre 2021, 484/2021/R/eel, coerentemente con le modalità già individuate dalla delibera 485/2018/R/eel, ha definito i parametri rilevanti per la determinazione dell'ammontare relativo al meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili relativi all'anno 2019.

Infine, la delibera 29 settembre 2020, 356/2020/R/eel, ha confermato tali criteri e le modalità applicative anche per il meccanismo in essere per il periodo di assegnazione dell'esercizio della salvaguardia in corso 2021-2022.

⁴ Approvato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (oggi ARERA) con la delibera 4 agosto 2009, ARG/elt 107/09.

Servizio a tutele graduali per le piccole imprese – legge n. 124/2017

Il termine previsto dalla legge n. 124/2017 per il superamento del servizio di maggior tutela è stato oggetto, nel tempo, di successivi rinvii: al riguardo la citata legge prevedeva la rimozione del servizio al 1° luglio 2020 e intendeva all’Autorità il compito di disciplinare un servizio di salvaguardia, da assegnare tramite procedure concorsuali e da erogare a condizioni che incentivassero il passaggio dei clienti al mercato libero, rivolto ai clienti senza fornitore all’indomani del venir meno della maggior tutela.

Successivamente la predetta legge n. 124/2017 è stata modificata dal decreto legge n. 30 dicembre 2019, n. 162, convertito con legge n. 28 febbraio 2020, n. 8, che ha prorogato il termine di superamento del servizio di maggior tutela rispettivamente al 1° gennaio 2021 per le piccole imprese e al 1° gennaio 2022 per i clienti domestici e le micro-imprese; tale ultima scadenza è stata da ultimo differita al 1° gennaio 2023 dalla legge n. 26 febbraio 2021, n. 21 per le micro-imprese e, con riferimento ai clienti domestici, il decreto legge n. 6 novembre 2021, n. 152 ha disposto una proroga fino a gennaio 2024; al contempo è stato previsto, per i clienti non riforniti nel mercato libero, un servizio di ultima istanza “a tutele graduali” (analogo a quello originariamente denominato dalla legge n. 124/2017 “servizio di salvaguardia”), disciplinato dall’Autorità.

In attuazione delle disposizioni della citata legge n. 124/2017, l’Autorità ha adottato la delibera 24 novembre 2020, 491/2020/R/eel, con la quale ha disciplinato il servizio a tutele graduali, rivolto alle piccole imprese e alle micro-imprese titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW, che a partire dal 1° gennaio 2021 non risultano titolari di un contratto a condizioni di libero mercato. La regolazione del servizio per le restanti micro-imprese e i clienti domestici sarà invece oggetto di successivi interventi regolatori.

In dettaglio, la delibera 491/2020/R/eel ha previsto che, in ossequio al quadro legislativo vigente, il servizio a tutele graduali sia effettuato da esercenti selezionati attraverso apposite procedure di gara; tuttavia, in ragione delle tempistiche necessarie all’organizzazione di tali gare, è stato istituito un periodo di erogazione provvisoria del servizio, per il periodo 1° gennaio 2021-30 giugno 2021, all’interno del quale la fornitura è stata erogata dagli esercenti la maggior tutela a condizioni economiche definite dall’Autorità che prevedono, tra l’altro, l’applicazione di un prezzo dell’energia elettrica pari ai prezzi consuntivi del mercato all’ingrosso. Successivamente, a partire dal 1° luglio 2021, l’erogazione del servizio a tutele graduali è avvenuta ad opera degli assegnatari del servizio in esito alle gare. A tal fine, la delibera 491/2020/R/eel ha:

- individuato nove aree territoriali per l’assegnazione del servizio;
- identificato i dati che sono stati messi a disposizione dei partecipanti alle gare al fine di fornire informazioni utili per la formulazione della propria offerta, oltre che i relativi tempi di messa a disposizione;
- stabilito le tempistiche per lo svolgimento delle procedure di gara e i criteri di selezione degli esercenti;
- determinato i requisiti che gli operatori che partecipano alle gare devono dimostrare di possedere, nonché le garanzie da corrispondere;
- stabilito le cause di decadenza dall’incarico e le modalità di erogazione del servizio a tutele graduali in tali circostanze;
- definito le condizioni contrattuali (analoghe a quelle delle offerte PLACET) ed economiche applicabili ai clienti del servizio. Con riguardo a queste ultime, oltre alla previsione di un prezzo dell’energia elettrica pari ai prezzi consuntivi del mercato all’ingrosso, è stata prevista l’applicazione di un prezzo, definito sulla base degli esiti delle gare, indifferenziato a livello nazionale; a tal fine è stato introdotto un meccanismo di compensazione

tra gli esercenti il servizio atto a riconoscere a ciascuno di loro l'effettivo valore della propria offerta economica così come risultante dagli esiti di gara rispetto a quanto ottenibile dall'applicazione del predetto prezzo territorialmente indifferenziato;

- individuato, in maniera analoga al servizio di salvaguardia rivolto ai clienti di maggiori dimensioni, meccanismi di reintegrazione degli esercenti relativi agli oneri non recuperabili della morosità connessi ai clienti non disalimentabili e ai casi di attivazione del servizio a seguito di fallimento del venditore/utente del dispacciamento del mercato libero;
- fissato la durata del periodo di assegnazione del servizio pari a tre anni (intercorrente dal 1° luglio 2021 al 30 giugno 2024).

Il 31 maggio 2021 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 prescelto e il valore di aggiudicazione.

TAV. 9.2 *Elenco dei soggetti esercenti il servizio a tutele graduali e valore del prezzo di aggiudicazione*

AREA GEOGRAFICA	OPERATORE	VALORE PREZZO AGGIUDICAZIONE (€/MWh)
Puglia, Toscana	Iren Mercato	0,00
Lazio	A2A Energia	4,57
Lombardia (esclusa Milano)	A2A Energia	0,00
Piemonte, Emilia-Romagna	Axpo Italia	0,00
Comune di Milano, Friuli-Venezia Giulia, Valle d'Aosta	Iren Mercato	0,00
Veneto, Liguria, Trentino-Alto Adige	A2A Energia	0,00
Campania, Marche	Hera Comm	7,47
Umbria, Abruzzo, Molise, Basilicata, Calabria	Hera Comm	0,00
Sicilia, Sardegna	Hera Comm	2,94

Fonte: ARERA.

La delibera 491/2020/R/eel ha previsto l'adozione di uno specifico meccanismo di reintegrazione dei crediti non recuperabili generati da clienti non disalimentabili nell'ambito del servizio a tutele graduali (cosiddetto "meccanismo di reintegrazione tutele graduali"). Ne definisce, inoltre, i criteri e le modalità incentivanti ad una efficiente gestione del credito da parte degli esercenti coerentemente con l'analogo meccanismo di reintegrazione salvaguardia. Pertanto, anche il meccanismo di reintegrazione tutele graduali prevede il riconoscimento degli oneri sostenuti sulla base di criteri incentivanti, attraverso la previsione di premi e penalità a seconda del livello dei crediti non riscossi rispetto al fatturato e decorso un determinato periodo di tempo dall'emissione della fattura non pagata. In tal modo il meccanismo mantiene sul soggetto che eroga il servizio l'incentivo a una gestione efficiente del credito. Inoltre, la delibera 16 febbraio 2021, 53/2021/R/eel, ha stabilito che la copertura degli oneri relativi al meccanismo di reintegrazione tutele gradualis sia posta a carico di uno specifico corrispettivo di dispacciamento, di cui all'art. 25-ter del TIS, da valorizzare con successivo provvedimento.

Mercato del gas: servizi di tutela, ultima istanza e default

In relazione al settore del gas naturale, la legge n. 125/2007 ha previsto che l'Autorità definisca transitoriamente prezzi di riferimento per le forniture ai clienti domestici, che le imprese di vendita, nell'ambito degli obblighi di servizio pubblico, comprendono tra le proprie offerte commerciali. Tale impianto è stato successivamente confermato dal decreto legislativo n. 1° giugno 2011, n. 93 (in seguito, decreto legislativo n. 93/2011), così come modificato dal decreto legge n. 21 giugno 2013, n. 69 che ha previsto che, per i soli clienti domestici, nell'ambito degli obblighi di servizio pubblico, l'Autorità continui transitoriamente a determinare i prezzi di riferimento, ai sensi delle disposizioni riportate alla legge n. 125/2007. Tale disciplina transitoria di prezzo sarà superata, ai sensi della legge n. 124/2017, come da ultimo modificata dalla legge n. 21/2021, a partire dal 1° gennaio 2023.

Servizio di tutela: aggiornamento delle condizioni economiche di erogazione del servizio – costi di approvvigionamento e di commercializzazione

In conformità al Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (TIVG), di cui all'Allegato A della delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, come successivamente modificato e integrato, l'Autorità ha aggiornato le condizioni economiche applicate ai clienti serviti nell'ambito del servizio di tutela.

In particolare, con cadenza trimestrale, è stata aggiornata la componente $C_{MEM,t}$ a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso; sono state inoltre aggiornate anche le altre componenti delle condizioni economiche di fornitura.

Con riferimento agli aggiornamenti trimestrali, l'Autorità è intervenuta ad aggiornare le citate componenti:

- per il trimestre gennaio-marzo 2021, con la delibera 29 dicembre 2020, 601/2020/R/gas;
- per il trimestre aprile-giugno 2021, con la delibera 30 marzo 2021, 133/2021/R/gas;
- per il trimestre luglio-settembre 2021, con la delibera 30 giugno 2021, 280/2021/R/gas;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2021, con la delibera 28 settembre 2021, 401/2021/R/gas.

Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, si rimanda al Capitolo 3 del Volume I.

Con la delibera 29 dicembre 2020, 603/2020/R/gas, l'Autorità ha aggiornato, a partire dal 1° gennaio 2021, i livelli della componente QVD attinente alla commercializzazione al dettaglio del servizio di tutela, confermando i criteri adottati per la definizione e la quantificazione della componente relativa all'anno 2020. In particolare, l'aggiornamento della componente QVD è stato effettuato sulla base dell'analisi dei dati e delle informazioni forniti da un campione di operatori di maggiori dimensioni e considerando:

- per gli oneri relativi alla morosità, il livello di *unpaid ratio* riconosciuto, definito a partire dal tasso di mancato incasso delle fatture trascorsi 24 mesi dalla loro emissione e rilevato dai venditori sul mercato libero, considerando, inoltre, il comportamento efficiente degli operatori in termini di gestione della clientela e gestione del credito; nello specifico, tale tasso è risultato complessivamente pari a 1,09%, non differenziato per tipologie di clienti;

- per gli altri costi operativi, i valori di bilancio consuntivo riferiti all'anno 2019, 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 far fronte nell'ambito della propria attività di vendita, e fissando l'esposizione media in 47 giorni; in tale ambito è stato altresì previsto che la remunerazione sia definita, in continuità con le precedenti determinazioni, mediante la metodologia WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), confermando, in coerenza con quanto fatto anche per il settore dell'energia elettrica, il tasso di interesse nominale di livello pari a 6,7%, e non considerando, ai fini della remunerazione, gli oneri connessi con l'IRAP, per la copertura dei quali è previsto un riconoscimento separato.

Con la medesima delibera 603/2020/R/gas sono stati altresì aggiornati i valori della componente UG_2 a partire dal 1° gennaio 2021, in coerenza con quanto previsto dalla delibera 30 giugno 2020, 247/2020/R/gas, atta ad ottemperare alla sentenza del TAR Lombardia, sez. I, 7 gennaio 2020, n. 38, di annullamento parziale della delibera 29 gennaio 2019, 32/2019/R/gas. In particolare, la delibera 247/2020/R/gas ha rideterminato il perimetro di applicazione dell'elemento UG_{2k} della componente UG_2 estendendolo a tutti i clienti finali connessi alla rete di distribuzione, limitatamente ai primi 200.000 $S(m^3)$ prelevati in un anno, e ha previsto che tale elemento UG_{2k} sia determinato in maniera differenziata tra i clienti con consumi annui fino a 200.000 $S(m^3)$ e i clienti che eccedono tale soglia di consumo.

Con la delibera 401/2021/R/gas, l'Autorità ha prorogato fino al 31 marzo 2022 i valori della suddetta componente di commercializzazione QVD già fissati dalla delibera 603/2020/R/gas.

Quanto sopra si è reso necessario in ragione dell'esigenza di ulteriori approfondimenti legati all'evoluzione, tuttora in corso, dell'assetto dei mercati *retail* nonché alla necessità di allineare le modalità di remunerazione dei diversi soggetti regolati, pur tenendo conto delle specificità di ciascun settore.

Da ultimo si evidenzia, altresì, la delibera 477/2021/R/eel con la quale, in ottemperanza alla sentenza del TAR Lombardia n. 18/2021 di annullamento della delibera 279/2017/R/com, è stata rivista la disciplina del meccanismo incentivante per la diffusione delle bollette in formato dematerializzato volto a compensare gli esercenti i servizi di tutela del differenziale tra il costo evitato per il venir meno della bolletta cartacea e lo sconto applicato al cliente finale. In particolare, la delibera 477/2021/R/eel ha riformato i requisiti, previsti dall'annullata delibera 279/2017/R/com, a cui sono subordinate le attuali reintegrazioni spettanti agli esercenti che abbiano erogato lo sconto per la bolletta dematerializzata in modo tale da contemperare la duplice esigenza, da un lato, di mantenere un incentivo in capo agli operatori ad operare in modo da aumentare il numero di clienti che scelgono la bolletta in formato dematerializzato proprio in ragione dei vantaggi (in termini di riduzione dei costi e di impatto ambientale) a questo associati e, dall'altro, di reintegrare il differenziale tra il livello di sconto applicato al cliente e il costo evitato dagli operatori per la mancata messa a disposizione della bolletta in formato cartaceo con modalità tali da non compromettere l'equilibrio economico-finanziario degli esercenti.

Servizio di tutela: modalità di determinazione della materia prima gas

Con riferimento alle modalità di determinazione della materia prima gas, la delibera dell'Autorità 30 marzo 2021, 133/2021/R/gas, ha confermato anche per tutto l'anno termico 2021-2022 il riferimento alle quotazioni del gas sul mercato TTF per la determinazione della componente relativa all'approvvigionamento all'ingrosso $C_{MEM,T}$.

Il periodo di applicazione del riferimento alle quotazioni del gas sul mercato TTF è stato fissato in considerazione delle analisi relative al grado di liquidità del mercato nazionale e della previsione della cessazione delle tutele di prezzo per tutte le categorie di piccoli consumatori, sia nel settore dell'energia elettrica sia nel settore del gas naturale.

Nell'ambito del calcolo delle condizioni economiche del servizio di tutela con riferimento al periodo 1° ottobre 2021-30 settembre 2022, con la medesima delibera 133/2021/R/gas, sono stati fissati i valori delle componenti CCR e CRV^{OS}.

Servizio di *default* di trasporto

Il servizio di *default* di trasporto (SdD_T), disciplinato dall'Autorità con la delibera 14 giugno 2012, 249/2012/R/gas, afferrisce ai punti di riconsegna allacciati alla rete di trasporto ed è finalizzato a garantire il bilanciamento di tale rete in relazione ai prelievi di gas che si possono verificare presso punti di riconsegna che restano privi dell'utente di trasporto e di bilanciamento (UdB), a seguito della risoluzione del contratto di trasporto o del mancato conferimento della relativa capacità. La regolazione in materia prevede che l'impresa maggiore di trasporto, al fine di ridurre i casi di attivazione dell' SdD_T , possa organizzare e svolgere procedure ad evidenza pubblica per la selezione di uno o più venditori che si impegnino, nelle ipotesi in cui dovesse essere attivato l' SdD_T , ad assumere la qualifica di fornitori transitori (FT_T); l'Autorità ha, altresì, definito gli indirizzi applicabili alle procedure a evidenza pubblica per la loro selezione.

A partire dall'anno termico 2015-2016, l'impresa maggiore di trasporto eroga direttamente il SdD_T senza ricorrere alla selezione, tramite procedure concorsuali, di un "fornitore transitorio" (di seguito: FT_T). Pertanto, con le delibere 17 settembre 2015, 443/2015/R/gas, 29 settembre 2016, 540/2016/R/gas, 28 settembre 2017, 662/2017/R/gas, 27 settembre 2018, 486/2018/R/gas, 26 settembre 2019, 395/2019/R/gas, e 29 settembre 2020, 355/2020/R/gas, relativamente agli anni termici 2015-2016, 2016-2017, 2017-2018, 2018-2019, 2019-2020 e 2020-2021, l'Autorità ha stabilito delle previsioni che sono state riconfermate per ogni anno termico successivo.

Alla luce della continuità degli interventi in materia di SdD_T sopra richiamati, con la delibera 30 settembre 2021, 409/2021/R/gas, è stata confermata la disciplina contenuta nei suddetti interventi svincolandola dal singolo anno termico ed è stato previsto che, qualora l'impresa maggiore di trasporto decida di erogare direttamente l' SdD_T sulla propria rete, senza procedere all'individuazione di un FT_T , pubblici, oltre a quanto già previsto sul proprio Codice di rete, l'eventuale disponibilità a svolgere tale servizio anche presso le reti regionali delle altre imprese di trasporto.

Con la delibera 14 giugno 2012, 249/2012/R/gas, art. 10, l'Autorità ha definito il meccanismo di copertura del rischio di mancato pagamento, al fine di garantire un livello adeguato e proporzionato di efficienza nella gestione dei crediti nei confronti degli utenti dell' SdD_T , in coerenza coi principi di diligenza specifica e di contenimento degli oneri per il sistema, come declinati alla luce delle peculiarità del servizio di SdD_T . Gli oneri derivanti da detto meccanismo sono posti a carico dell'elemento $UG3_{FT}$ della componente UG3 e dalla componente tariffaria addi-

zionale della tariffa di trasporto $UG3_T$, di cui al comma 26.1, lettera i), della RTTG. Con la delibera 30 giugno 2021, 280/2021/R/gas, l'Autorità ha aggiornato in diminuzione il livello di detti corrispettivi a partire dal 1° giugno 2021.

Servizio di fornitura di ultima istanza e servizio di *default* di distribuzione

Nel settore del gas naturale, sono previsti due specifici servizi di ultima istanza per i clienti finali connessi alla rete di distribuzione: il servizio di fornitura di ultima istanza (servizio FUI) e il servizio di *default* di distribuzione (servizio di *default* o FD_D). Il servizio FUI garantisce unicamente la continuità della fornitura ai clienti vulnerabili, tra i quali si possono annoverare i clienti domestici, i condomini uso domestico, i clienti altri usi con consumi fino a 50.000 S(m^3)/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 n. 93/2011 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 l' 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 40.3, lettera h), del testo della Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas (di seguito RTDG). Con la delibera 30 giugno 2021, 280/2021/R/gas, l'Autorità ha aggiornato in diminuzione il livello di detto elemento a partire dal 1° giugno 2021.

Entrambi i servizi in questione sono erogati da operatori individuati attraverso specifiche procedure di selezione, disciplinate dall'Autorità sulla base degli indirizzi emanati con decreto del Ministro dello sviluppo economico. Al riguardo, la delibera 6 luglio 2021, 290/2021/R/gas, pur confermando, in continuità con la precedente assegnazione dei servizi, una durata dell'assegnazione uguale sia per il FUI che per l' FD_D , ha previsto che la medesima sia fissata pari a due anni termici intercorrenti dal 1° ottobre 2021 al 30 settembre 2023: l'opportunità di prevedere la medesima durata delle assegnazioni discende dalle possibili complementarità nello svolgimento dei servizi, mentre l'assegnazione per due anni termici permette di individuare un arco temporale che, da un lato, sia sufficiente a consentire il recupero dei costi associati all'erogazione dei servizi e, dall'altro, risulti coerente con il complessivo contesto di mercato, oggetto di revisione ai sensi della legge n. 124/2017 e s.m.i. La richiamata delibera ha altresì confermato l'impianto complessivo già adottato dalla delibera 21 luglio 2020, 283/2020/R/gas, in merito a: (i) la configurazione delle aree per l'assegnazione

5 Rientrano nella tipologia di attività di servizio pubblico ospedali, case di cura e di riposo, carceri, scuole, e altre strutture pubbliche e private che svolgono un'attività riconosciuta di assistenza.

6 L'attivazione dell' FD_D è altresì prevista anche per i clienti che hanno diritto al servizio FUI, ma per i quali l'attivazione di questo servizio risulta impossibile (per esempio, in quanto il FUI non è stato selezionato).

7 La sentenza n. 2986/2014 del Consiglio di Stato, in accoglimento degli appelli dell'Autorità avverso le sentenze del TAR Lombardia di annullamento della regolazione del servizio di *default*, ha infatti confermato la legittimità dell'intero assetto anche con riferimento alle previsioni che stabiliscono che le attività funzionali alla fornitura del medesimo servizio possono essere effettuate dall'impresa di distribuzione.

dei servizi e la loro conseguente erogazione, in ossequio al criterio di omogeneità tra le aree di assegnazione; (ii) le condizioni economiche applicate ai clienti; (iii) le informazioni da rendere disponibili ai partecipanti alle procedure concorsuali; (iv) i meccanismi di reintegrazione degli oneri non recuperabili della morosità dei clienti che usufruiscono dei servizi in questione. Inoltre, in ragione della rimozione del servizio di tutela, che avrà luogo nel corso del corrente periodo di assegnazione dei SUI, la medesima delibera ha previsto che, per il periodo intercorrente dal 1° gennaio 2023 al 30 settembre 2023, siano applicate condizioni economiche di riferimento per la remunerazione dei SUI in continuità con quelle oggi applicate ai clienti finali forniti nell'ambito di tali servizi.

Nel mese di settembre 2021 Acquirente unico ha svolto le procedure concorsuali per l'individuazione dei fornitori dei servizi di ultima istanza. Le tavole 9.3 e 9.4 mostrano, per ciascuna macroarea, la graduatoria con i nominativi degli esercenti individuati come FUI e il relativo quantitativo di gas per l'intera durata del servizio offerto, nonché la graduatoria con i nominativi degli esercenti individuati come FD_D .

TAV. 9.3 *Esiti della procedura concorsuale per l'individuazione dei FUI per i clienti finali di gas naturale per il periodo 1° ottobre 2021-30 settembre 2023*

AREE DI PRELIEVO	ORDINE DI MERITO	SOCIETÀ	VALORE DEL PARAMETRO β IN TERMINI DI VARIAZIONE DI PREZZO RISPETTO ALLA PARTE VARIABILE DELLA COMPONENTE RELATIVA ALLA COMMERCIALIZZAZIONE DELLA VENDITA AL DETTAGLIO QVD DI CUI ALL'ART. 7 DEL TIVG, ESPRESSA IN c€/S(m ³)	QUANTITATIVO DI GAS NATURALE CHE SI DICHIARA DISPONIBILE A FORNIRE IN QUALITÀ DI FUI PER L'INTERA DURATA DEL SERVIZIO, ESPRESSO IN S(m ³) A P.C.S. 38,1 MJ/S(m ³)
1. Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria	1°	Hera Comm	19,39	121.000.100
	2°	Enel Energia	23,60	120.000.200
2. Lombardia	1°	Enel Energia	18,90	120.000.200
	2°	Hera Comm	21,69	121.000.100
3. Trentino-Alto Adige e Veneto	1°	Hera Comm	14,39	121.000.100
	2°	Enel Energia	25,10	120.000.200
4. Friuli-Venezia Giulia ed Emilia-Romagna	1°	Hera Comm	10,59	121.000.100
	2°	Enel Energia	14,80	120.000.200
5. Toscana, Umbria e Marche	1°	Hera Comm	13,52	121.000.100
	2°	Enel Energia	18,90	120.000.200
6. Abruzzo, Molise, Basilicata e Puglia	1°	Enel Energia	9,90	120.000.200
	2°	Hera Comm	10,43	121.000.100
7. Lazio	1°	Hera Comm	14,97	121.000.100
	2°	Enel Energia	16,90	120.000.200
8. Campania	1°	Hera Comm	17,74	121.000.100
	2°	Enel Energia	23,90	120.000.200
9. Sicilia e Calabria	1°	Enel Energia	12,90	120.000.200
	2°	Hera Comm	12,94	121.000.100

Fonte: ARERA.

TAV. 9.4 *Esiti della procedura concorsuale per l'individuazione degli FD_D per i clienti finali di gas naturale per il periodo 1° ottobre 2020-30 settembre 2021*

AREE DI PRELIEVO	ORDINE DI MERITO	SOCIETÀ	VALORE DEL PARAMETRO γ QUALE VARIAZIONE DI PREZZO RISPETTO ALLA PARTE VARIABILE DELLA COMPONENTE RELATIVA ALLA COMMERCIALIZZAZIONE DELLA VENDITA AL DETTAGLIO QVD DI CUI ALL'ART. 7 DEL TIVG, ESPRESSA IN c€/S(m ³)
1. Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria	1°	Hera Comm	16,79
	2°	Enel Energia	24,30
2. Lombardia	1°	Hera Comm	13,89
	2°	Enel Energia	20,10
3. Trentino-Alto Adige e Veneto	1°	Hera Comm	19,79
	2°	Enel Energia	20,90
4. Friuli-Venezia Giulia ed Emilia-Romagna	1°	Hera Comm	18,88
	2°	Enel Energia	20,90
5. Toscana, Umbria e Marche	1°	Hera Comm	19,89
	2°	Enel Energia	25,90
6. Abruzzo, Molise, Basilicata e Puglia	1°	Hera Comm	19,19
	2°	Enel Energia	25,90
7. Lazio	1°	Hera Comm	19,79
	2°	Enel Energia	28,80
8. Campania	1°	Hera Comm	24,77
	2°	Enel Energia	29,90
9. Sicilia e Calabria	1°	Hera Comm	26,78
	2°	Enel Energia	28,90

Fonte: ARERA.

Strumenti a disposizione dei clienti finali

Portale Offerte luce e gas

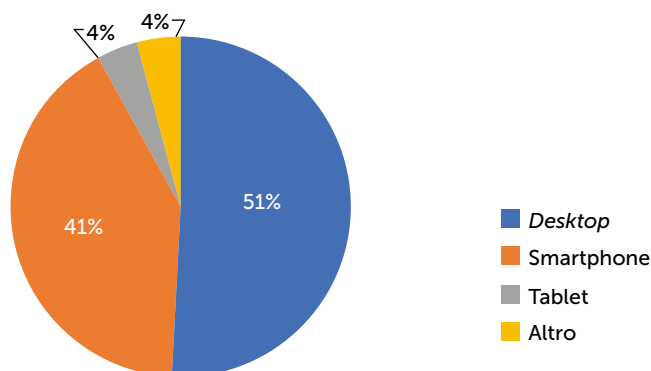
Con la delibera 1° febbraio 2018, 51/2018/R/com, così come modificata dalla delibera 5 marzo 2019, 85/2019/R/com, l'Autorità ha adottato il regolamento per la realizzazione e gestione, da parte del Gestore del Sistema informativo integrato (di seguito: Gestore del SII), di un Portale delle offerte rivolte ai clienti finali domestici e alle piccole imprese di energia elettrica e gas naturale (di seguito: Portale Offerte o PO), 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 sia 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 è incentrata 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.

Nel quarto trimestre 2021 sono state complessivamente visitate 2.630.366 pagine dagli utenti del Portale, di cui 1.132.144 visualizzazioni uniche; la maggior parte degli utenti del Portale ha utilizzato, per la navigazione, browser disponibili mediante dispositivi *desktop* (PC) (Fig. 9.1).

FIG. 9.1 Numero di visite per dispositivo alla data del 31 dicembre 2021



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, scalabilità e in maniera puntuale le risorse necessarie, aumentandole o diminuendole in funzione delle proprie esigenze e in qualsiasi momento. Sulla base degli elementi emersi in relazione alla complessità di calcolo della spesa, della numerosità delle offerte da gestire e della numerosità degli accessi, nel 2021 non sono stati necessari interventi di adeguamento tecnologico per il Portale Offerte.

Il Portale Offerte costituisce il principale strumento di comparazione delle offerte di mercato libero rivolte alla generalità dei clienti, che in modo semplice e veloce garantisce la confrontabilità delle proposte commerciali disponibili per i clienti e, a tendere, diventerà uno strumento informativo ancora più completo a disposizione del cliente.

Al fine di perseguire l'obiettivo di migliorare gli strumenti di confrontabilità tra le offerte disponibili sul mercato, nel corso del 2021 sono state apportate consistenti modifiche alla fruibilità e al *layout* del Portale Offerte, con il duplice obiettivo di renderlo di più facile utilizzo per l'utente e di fornirgli il maggior numero di informazioni utili.

Sono, inoltre, proseguite nel corso del 2021 le attività relative all'estensione delle funzionalità di Portale Offerte quali ad esempio l'implementazione di un nuovo tracciato, mediante il quale è stato possibile effettuare la simulazione della spesa annua delle offerte prima considerate e pubblicate nell'apposita sezione per le offerte non simulabili.

Importanti interventi tecnici, infine, sono stati resi necessari al fine di armonizzare il Portale Offerte con le disposizioni previste dal nuovo Codice di condotta commerciale (delibera 27 ottobre 2020, 426/2020/R/com) con le quali sono stati rafforzati gli obblighi informativi dei venditori a vantaggio dei clienti finali nelle fasi precontrattuali e contrattuale mediante la revisione del medesimo Codice, con l'introduzione della Scheda sintetica di prezzo e il calcolo degli indicatori sintetici di prezzo. Tale obbligo, in capo ai venditori, riguarda tutte le offerte per le quali è presente la stima della spesa annua sul Portale Offerte.

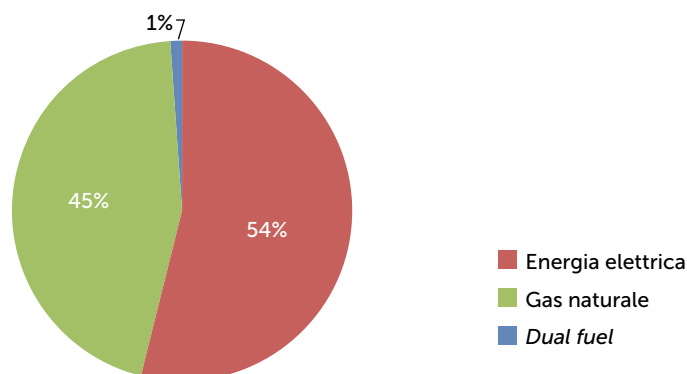
In particolare, si sono realizzati interventi relativamente ai seguenti aspetti principali:

- modifica dei parametri di ricerca (implementazione della ricerca delle offerte per nome offerta e codice offerta);
- adeguamento della pagina di dettaglio al nuovo Codice di condotta commerciale;
- implementazione della Scheda sintetica dell'offerta commerciale;
- calcolo e pubblicazione degli Indicatori sintetici di prezzo della materia energia/gas naturale ai sensi del nuovo Codice di condotta commerciale;
- pubblicazione del grafico sull'andamento annuale degli indici a pubblica diffusione (PUN, PSV, ecc.) per offerte variabili;
- armonizzazione delle perdite di rete su corrispettivi;
- implementazione di strumenti per la rilevazione della *customer satisfaction* (realizzazione del questionario a risposta chiusa);
- adeguamento dei processi SII (ricepimento di tutti i codici offerta in tutti i processi ad eccezione dell'aggiornamento *on condition gas*);
- implementazione del "Video tutorial" e delle "Domande frequenti";
- adeguamento degli algoritmi di calcolo della spesa per recepire nuova aliquota IVA gas per i consumi del IV trimestre 2021 introdotta dal decreto legge n. 27 settembre 2021, n. 130;
- adeguamento degli algoritmi di calcolo della spesa per recepire nuovo corrispettivo *capacity market* (delibera 28 settembre 2021, 399/2021/R/eel).

Dal monitoraggio del Portale Offerte di cui all'art. 33 dell'Allegato A alla delibera 1° febbraio 2018, 51/2018/R/com, si evince che visualizzando le offerte presenti nel *database* del PO disponibili il 31 dicembre 2021 esse risultano pari a 3.886, di cui 1.934 di mercato libero e 1.952 offerte PLACET.

Per il settore elettrico sono disponibili complessivamente 2.036 offerte, per il gas naturale 1.814, le offerte *dual fuel* sono 36 (Fig. 9.2).

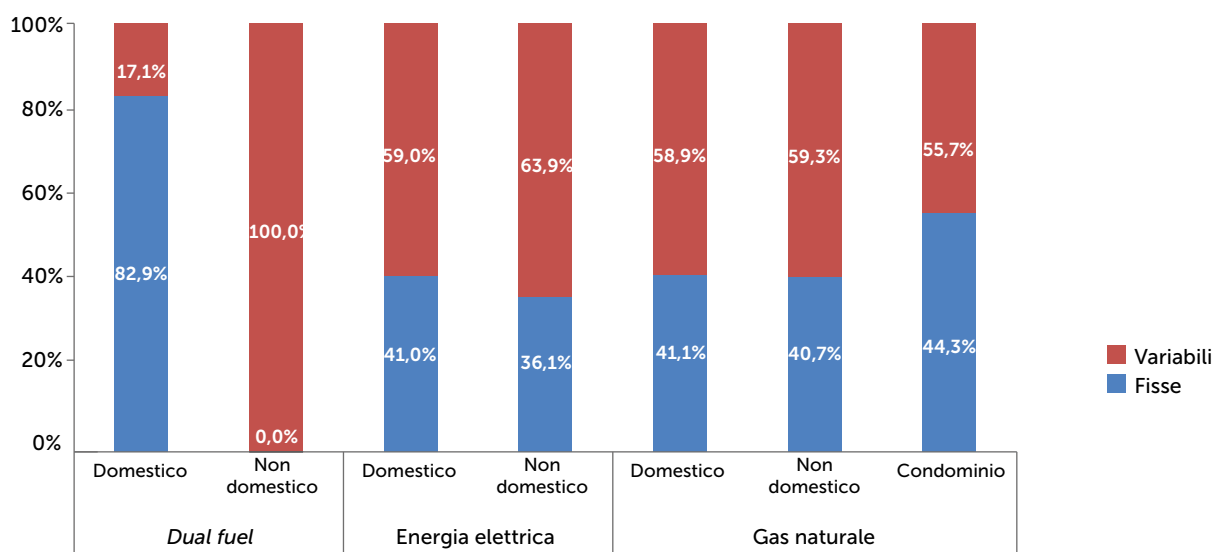
FIG. 9.2 Offerte presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2021, distinte per commodity



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

Come riportato nella figura 9.2 per il settore elettrico, il 41% delle offerte rivolte ai clienti domestici è a prezzo fisso, per i clienti non domestici tale percentuale si attesta al 36%; per il settore del gas naturale si rileva la prevalenza di offerte a prezzo fisso per i clienti domestici, pari al 41%, mentre per i clienti non domestici pari al 40%.

FIG. 9.3 Offerte presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2021, distinte per tipologia di cliente finale, commodity e tipologia di prezzo



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

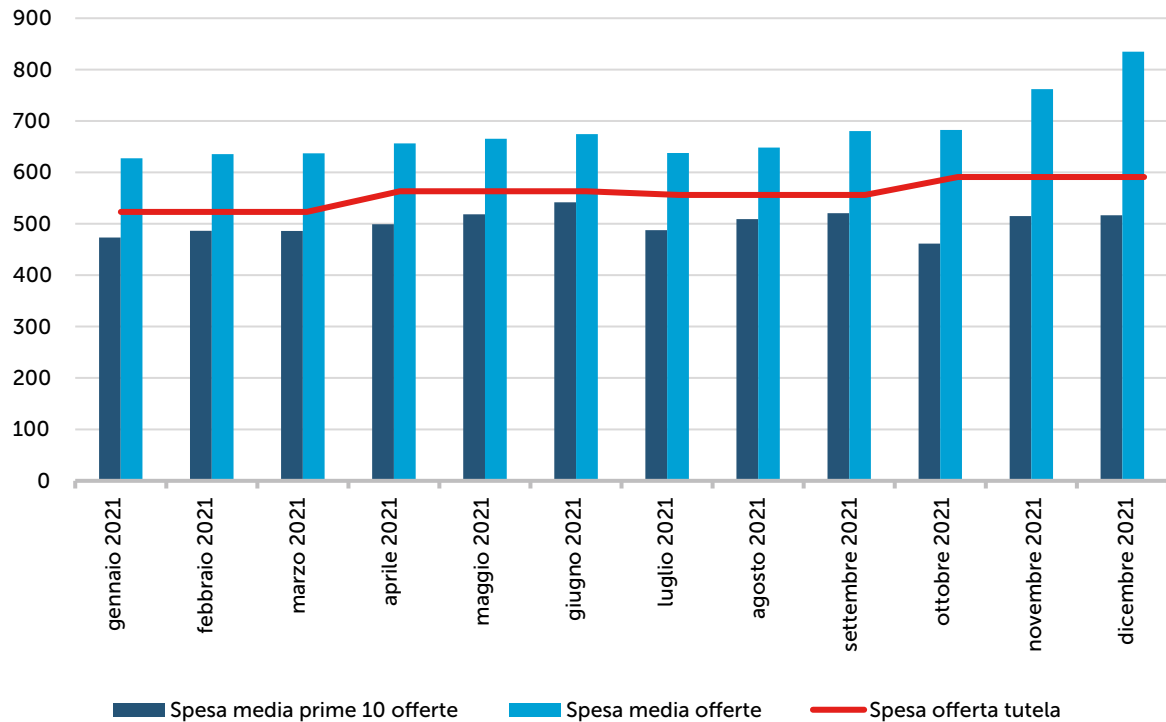
Mensilmente è effettuato il monitoraggio dei prezzi delle offerte presenti nel Portale Offerte sia per il settore dell'energia elettrica sia per il gas naturale.

Ai fini dell'analisi, per la commodity energia elettrica, si riporta di seguito l'andamento, per un cliente domestico tipo⁸, delle stime annue delle spese comprensive di imposte associate alle offerte a prezzo fisso e prezzo variabile dei primi 10 operatori, confrontandole con la spesa di maggior tutela per l'anno 2021. La media per l'anno 2021

⁸ Utente domestico tipo per l'energia elettrica: cliente domestico residente con consumo di 2.700 kWh, prezzo biorario, potenza pari a 3kW e ubicato a Milano (CAP 20132).

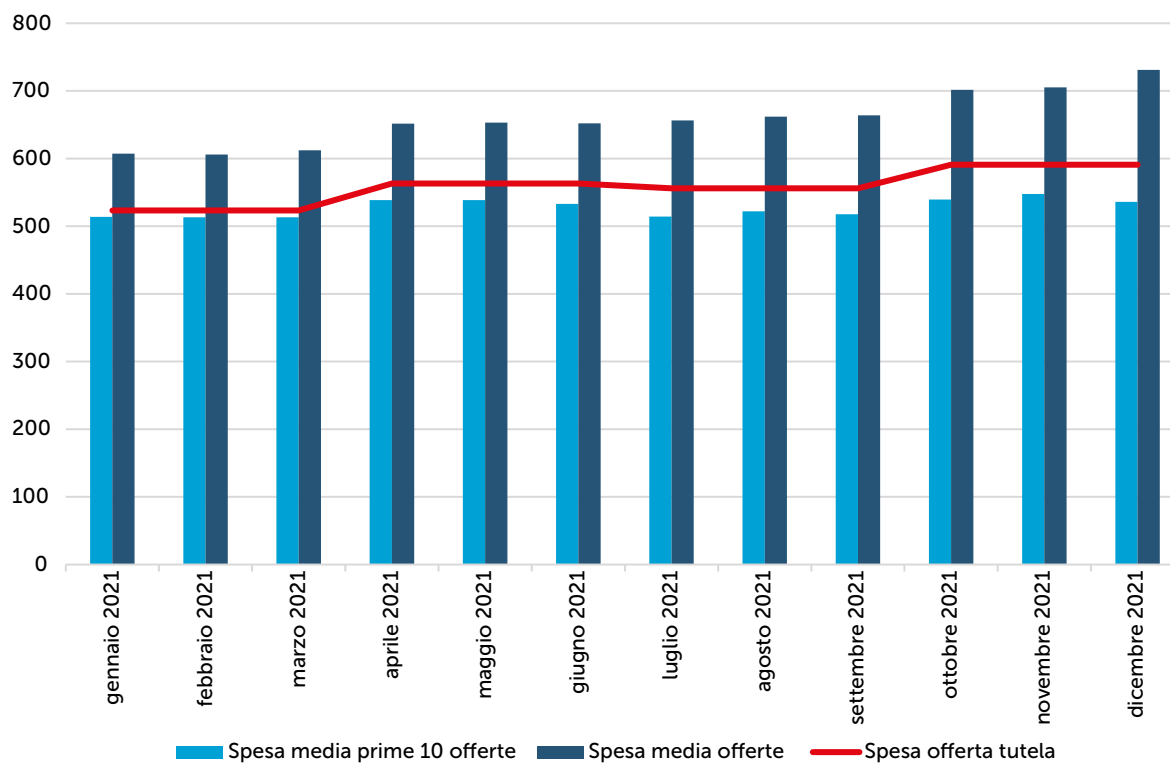
della spesa annua media comprensiva di imposte associata alle offerte a prezzo fisso dei primi 10 operatori è risultata dell'11% inferiore rispetto alla spesa di maggior tutela lordo imposte, mentre quella associata alle offerte a prezzo variabile è risultata più bassa del 6%. Analizzando il numero di offerte fisse presentate dai venditori nell'anno 2021, si evince che circa il 12% di esse è risultato inferiore alla media della spesa di maggior tutela, mentre la percentuale si attesta al 4% per il numero delle offerte variabili.

FIG. 9.4 *Andamento delle spese medie annue delle offerte fisse di energia elettrica per cliente domestico tipo (2021)*



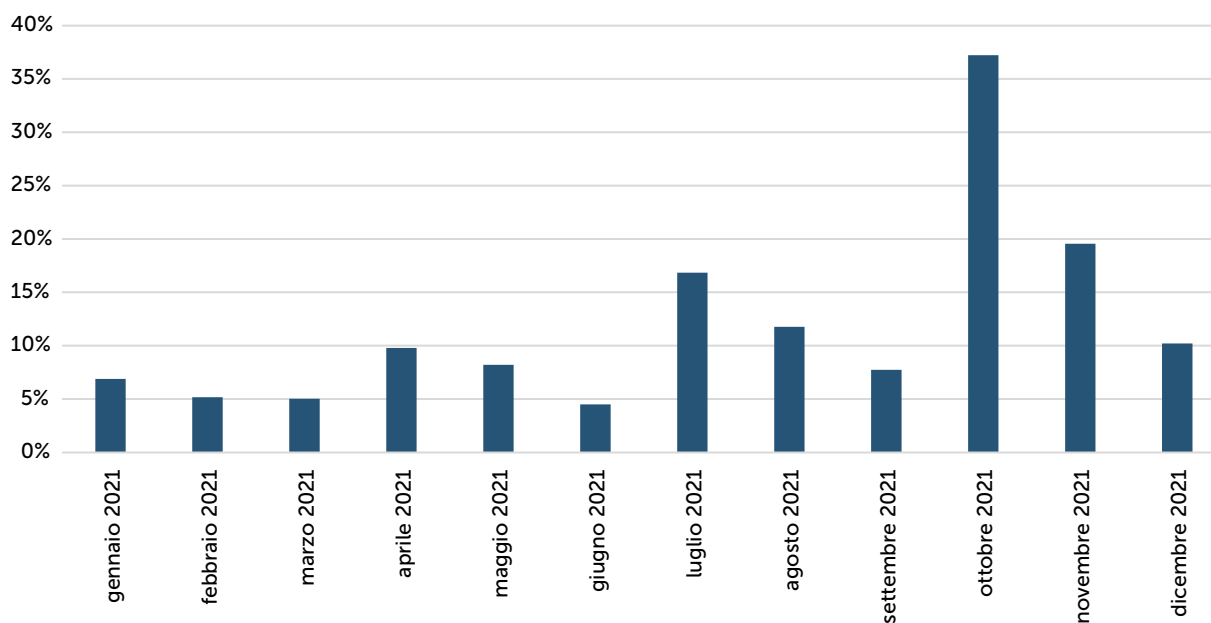
Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

FIG. 9.5 *Andamento delle spese medie annue delle offerte variabili di energia elettrica per cliente domestico tipo (2021)*



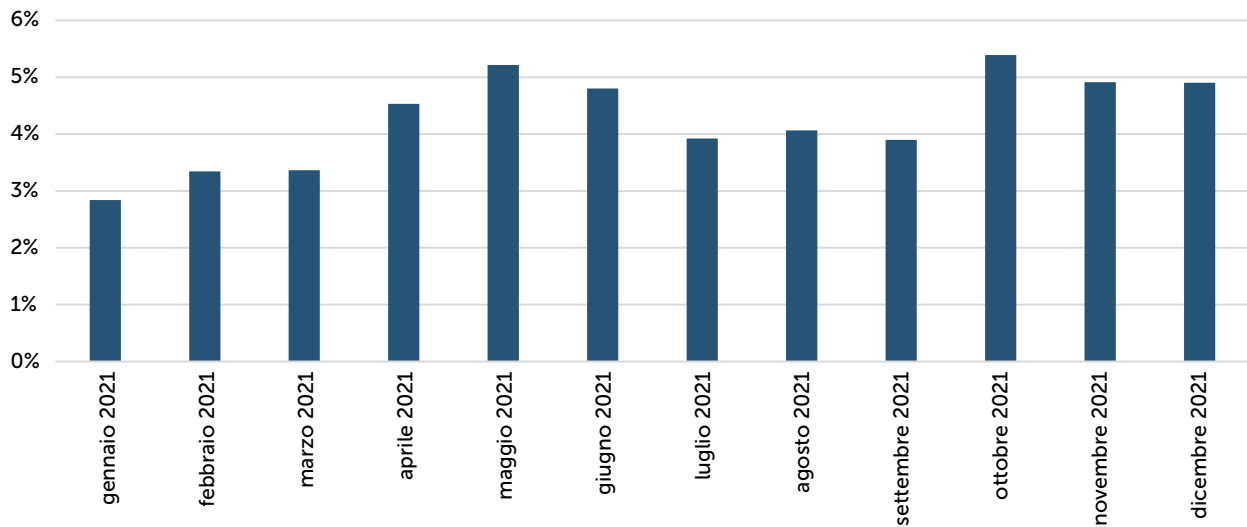
Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

FIG. 9.6 *Andamento percentuale delle offerte fisse dell'energia elettrica per cliente domestico tipo, inferiori alla spesa di maggior tutela (2021)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

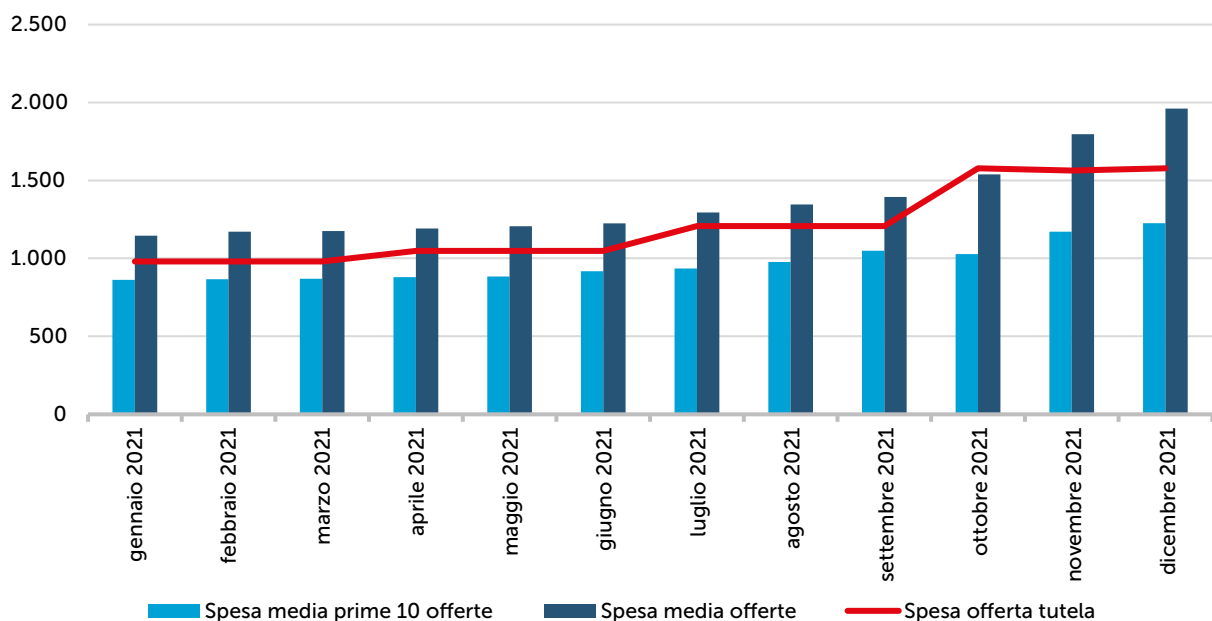
FIG. 9.7 *Andamento percentuale delle offerte variabili dell'energia elettrica per cliente domestico tipo, inferiori alla spesa di maggior tutela (2021)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

Ai fini dell'analisi, per la *commodity* gas naturale, si riporta di seguito l'andamento per un cliente domestico tipo⁹ delle stime annue delle spese associate alle offerte a prezzo fisso e prezzo variabile dei primi 10 operatori e confrontandole con la spesa di tutela gas per l'anno 2021. La media per l'anno 2021 della spesa media comprensiva di imposte associata alle offerte a prezzo fisso dei primi 10 operatori è risultata il 24% inferiore rispetto alla spesa di tutela gas lordo imposte, mentre quella associata alle offerte a prezzo variabile è risultata più bassa del 5%. Analizzando il numero di offerte fisse presentate dai venditori nell'anno 2021, si evince che circa il 20% di esse è risultato inferiore alla media della spesa di tutela gas, mentre la percentuale si attesta al 13% per il numero delle offerte variabili.

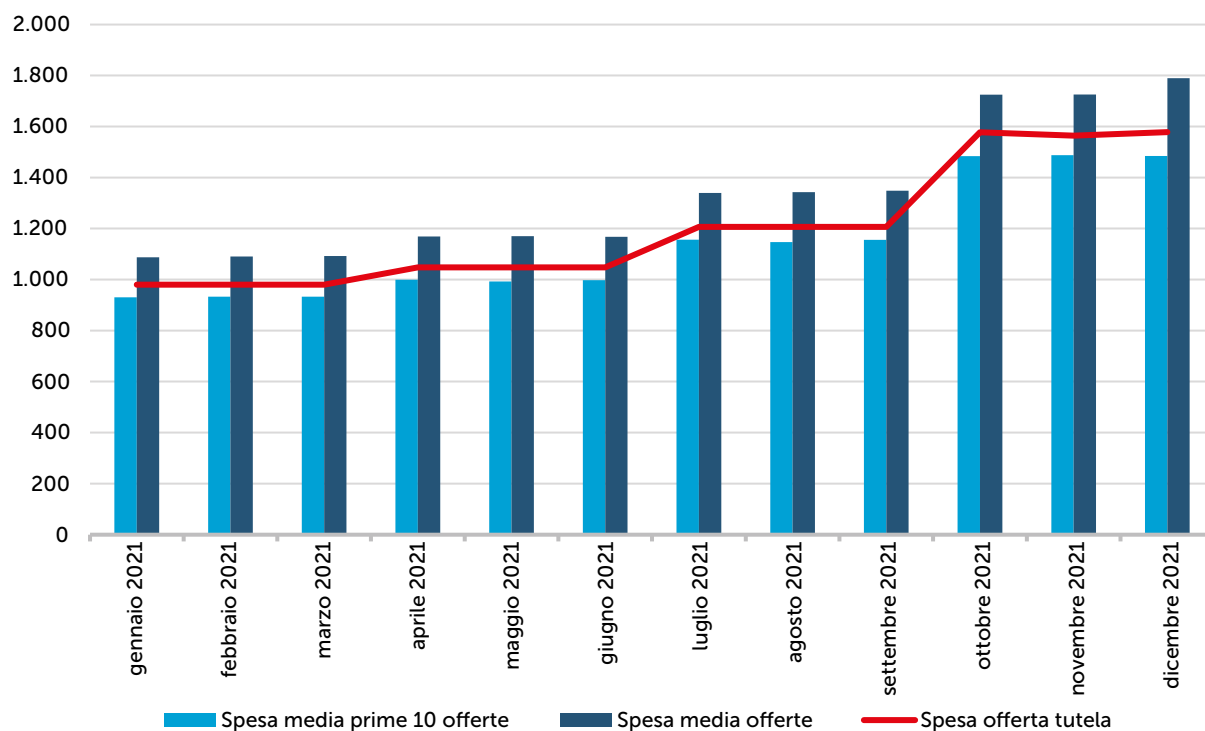
FIG. 9.8 *Andamento delle spese medie annue delle offerte fisse di gas naturale per cliente domestico tipo (2021)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

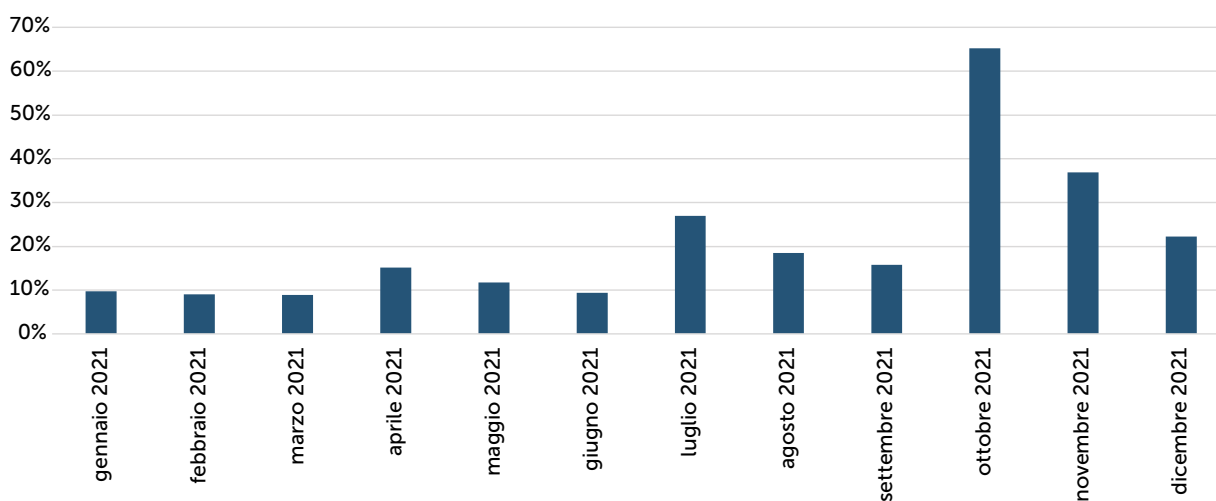
⁹ Utente domestico tipo per il gas naturale: cliente domestico consumo di 1400 S(m³) uso cottura, riscaldamento e produzione acqua calda sanitaria, contatore <G6 e ubicato a Milano (CAP 20132).

FIG. 9.9 *Andamento delle spese medie annue delle offerte variabili di gas naturale per cliente domestico tipo, anno 2021*



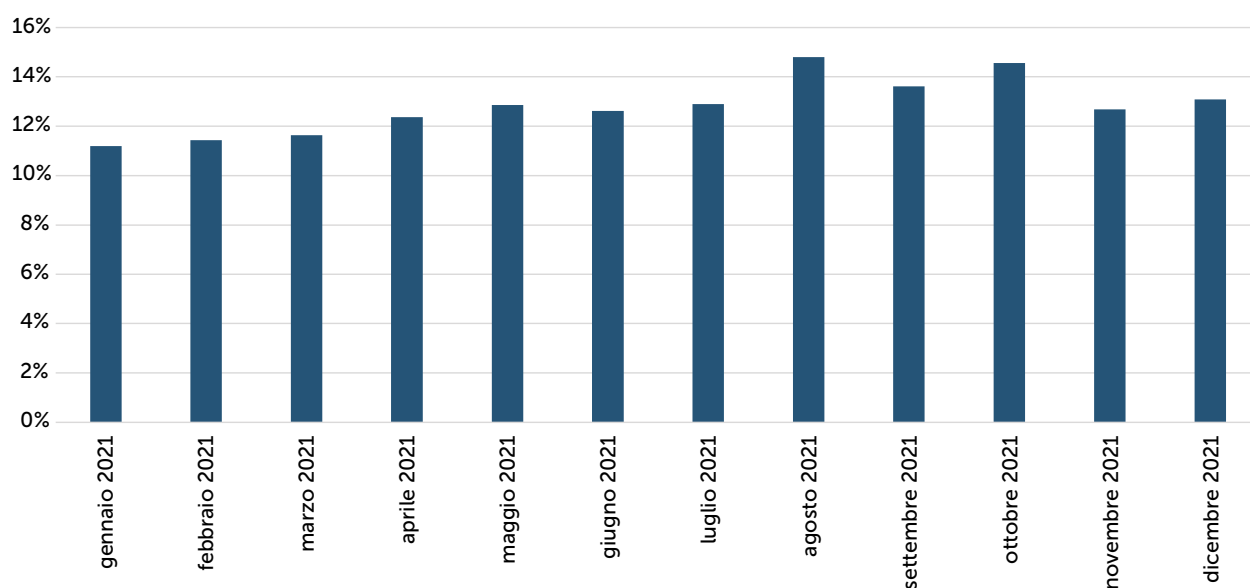
Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

FIG. 9.10 *Andamento percentuale delle offerte fisse di gas naturale per cliente domestico tipo, anno 2021, inferiori alla spesa di tutela gas*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

FIG. 9.11 *Andamento percentuale delle offerte variabili di gas naturale per cliente domestico tipo, inferiori alla spesa di tutela gas (2021)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

Offerte PLACET

L'aumento della comprensione delle offerte commerciali da parte dei clienti finali, che è anche un presupposto per la loro partecipazione attiva al mercato, è una delle misure fondamentali rispetto all'obiettivo di addivenire a un assetto in cui il mercato libero costituisca la modalità normale di approvvigionamento anche per i clienti di piccola dimensione, funzione attualmente assicurata dai servizi di tutela dell'energia elettrica e del gas naturale nei mercati *retail*.

In coerenza con tale quadro, l'Autorità ha, quindi, promosso interventi mirati ad aumentare la consapevolezza dei clienti finali e la trasparenza delle condizioni contrattuali, al fine di consentire la più ampia partecipazione 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 (c.d. offerte PLACET), finalizzata a facilitare scelte consapevoli e informate da parte dei clienti finali di piccole dimensioni, segnatamente, attraverso il miglioramento della loro capacità di valutazione delle offerte commerciali presenti sul mercato libero; simile obiettivo è soddisfatto mediante l'individuazione di strutture di offerta facilmente comprensibili, comparabili tra venditori (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 2021 risultano presenti nel Portale Offerte 1.952 offerte PLACET, come di seguito dettagliate (Tav. 9.5).

TAV. 9.5 Numero di offerte PLACET presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2021, distinte per tipologia di cliente finale e per commodity

	COMMODITY	TIPO DI CLIENTE	TIPO DI OFFERTA	N.	SUB-TOTALE PER TIPOLOGIA DI CLIENTE	SUB-TOTALE PER TIPOLOGIA DI COMMODITY	
OFFERTE PLACET	Energia elettrica	Domestico	fissa	186	405	802	
			variabile	219			
		Non domestico	fissa	184	397		
			variabile	213			
	Gas naturale	Domestico	fissa	191	401	1150	
			variabile	210			
		Non domestico	fissa	191	400		
			variabile	209			
		Condominio	fissa	168	349		
		Condominio	variabile	181			
	TOTALE OFFERTE						1.952

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

Portale Consumi

Il Portale dei consumi di energia elettrica e di gas naturale (c.d. Portale Consumi) è il sito internet istituzionale ove i consumatori possono accedere ai dati relativi alle forniture di energia elettrica e di gas naturale di cui sono titolari, ovvero ai dati di consumo storici e alle principali informazioni tecniche e contrattuali. È operativo dal 1° luglio 2019 – data del suo primo *go-live* – coerentemente con le tempistiche indicate dalla normativa di riferimento.

Come previsto dalla delibera 25 giugno 2019, 270/2019/R/com, con cui l’Autorità ha approvato il Regolamento di funzionamento del Portale, recante i criteri generali, i principi tecnici e il modello organizzativo, e ha incaricato il Gestore del SII del suo sviluppo in conformità, il Portale Consumi è concepito come un progetto a più fasi attuative. Pertanto, sin dalla sua istituzione, è stato oggetto di continue evoluzioni finalizzate sia a verificarne e migliorarne le *performance*, sia a implementarne le specifiche; nel corso del 2021 sono state sviluppate e perfezionate funzionalità relative alla reportistica personalizzabile dal cliente e alla esportabilità dei dati. 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*.

Sono inoltre continuati, anche tramite collaborazione interistituzionale con il Garante per la protezione dei dati personali, gli approfondimenti finalizzati alla messa a disposizione dei dati di consumo storici alle parti terze individuate e autorizzate dal cliente finale, come previsto dal decreto legislativo n. 4 luglio 2014, n. 102, e succes-

sivamente ripreso dalla recente direttiva elettrica 2019/944/CE. Tale funzionalità rientra, peraltro, tra gli obiettivi definiti dal PNRR finalizzati a promuovere la piena concorrenzialità nel settore.

Iniziative di informazione per il superamento della maggior tutela

Con la delibera 10 novembre 2017, 746/2017/R/com, come modificata dalla delibera 21 maggio 2019, 197/2019/R/com, l'Autorità ha stabilito che gli esercenti la maggior tutela e i fornitori nell'ambito del servizio di tutela del gas, a partire dal 1° gennaio 2018 e fino al superamento delle tutele di prezzo come definito dalla specifica normativa, dovessero inviare ai loro clienti, all'interno della fattura sintetica, un'apposita informativa, con contenuto definito dall'Autorità, in merito al superamento delle tutele di prezzo.

Nel corso del 2021 l'Autorità ha continuato a definire e a comunicare ai venditori, con cadenza semestrale, il contenuto delle informative da riportare in fattura. Le comunicazioni incluse nelle fatture emesse nel primo e nel secondo semestre del 2021 hanno informato il cliente finale che cambiare contratto o fornitore è semplice e gratuito ed è assicurata la garanzia della continuità del servizio; hanno, altresì, fornito gli elementi che dovrebbero sollecitare il cliente a usufruire degli strumenti dell'Autorità volti a effettuare una scelta informata e consapevole, come il Portale Offerte luce e gas e le offerte PLACET.

Inoltre, in considerazione dell'entrata in vigore del servizio a tutele graduali disciplinato dalla delibera 24 novembre 2020, 491/2020/R/eel, nel primo semestre 2021 gli esercenti la maggior tutela, con riferimento ai soli clienti finali forniti nel servizio a tutele graduali per il periodo di assegnazione provvisoria, hanno trasmesso, ai sensi della delibera 22 dicembre 2020, 584/2020/R/eel, una specifica informativa in bolletta che ha dato contezza ai clienti interessati della fine del servizio di maggior tutela indirizzandoli, per maggiori informazioni, a una pagina dedicata del sito internet dell'Autorità o al numero verde dello Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Rafforzamento del Codice di condotta commerciale

Nell'ambito dell'avvio di un procedimento – attraverso la delibera 21 maggio 2019, 197/2019/R/com – per la definizione, tra l'altro, di strumenti regolatori per l'informazione e l'*empowerment* dei clienti finali nei mercati *retail* dell'energia elettrica e del gas naturale, con la delibera 27 ottobre 2020, 426/2020/R/com, l'Autorità ha approvato interventi di rafforzamento degli obblighi informativi dei venditori a vantaggio dei clienti finali nelle fasi precontrattuale e contrattuale mediante la revisione del Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti finali (di seguito, semplicemente, Codice di condotta commerciale)¹⁰. Il Codice di condotta commerciale definisce, in accordo con le previsioni del Codice del consumo¹¹ e delle direttive comunitarie in materia energetica, le regole di comportamento che i venditori di energia elettrica e/o di

¹⁰ Allegato A alla delibera 28 giugno 2018, 366/2018/R/com.

¹¹ Decreto legislativo n. 6 settembre 2005, n. 206.

gas naturale (compresi i loro incaricati a qualunque titolo) devono osservare nei rapporti commerciali con i clienti finali (clienti domestici e clienti non domestici di piccole dimensioni).

In particolare, la citata delibera 426/2020/R/com ha perseguito una duplice finalità:

- migliorare la comprensibilità delle informazioni contrattuali, incluse le condizioni economiche delle offerte, per il cliente finale;
- aumentare la confrontabilità delle offerte proposte dai venditori, rafforzando la complementarità tra gli strumenti informativi a disposizione del cliente finale medesimo.

A tale fine, gli interventi hanno interessato tre aree: la fase precontrattuale, la fase contrattuale e l'efficientamento delle disposizioni del Codice di condotta commerciale.

Relativamente alla fase precontrattuale è stata introdotta, in sostituzione della precedente Nota informativa, la Scheda sintetica¹², un nuovo strumento che riassume tutti gli obblighi informativi, in capo al venditore, relativi all'offerta, in formato standardizzato e comprensibile per il cliente finale. La Scheda sintetica (da consegnare a tutti i clienti alimentati in bassa tensione e/o con consumi di gas naturale complessivamente non superiori a 200.000 S(m³)/anno) contiene, tra l'altro, l'identità e i recapiti del venditore, la denominazione commerciale e il codice dell'offerta, la validità temporale dell'offerta e la durata contrattuale, i metodi e le tempistiche di fatturazione e di pagamento, la descrizione sintetica degli sconti e di prodotti o servizi aggiuntivi, le eventuali garanzie richieste al cliente finale, le tempistiche per esercitare il diritto di ripensamento e il codice identificativo o nominativo dell'agente commerciale. La Scheda sintetica contiene, inoltre, due informazioni ulteriori: gli indicatori sintetici di prezzo e la spesa annua stimata dell'offerta. Gli indicatori sintetici di prezzo sono valori relativi alle condizioni economiche dell'offerta¹³ che ne standardizzano la presentazione al cliente finale¹⁴ in quanto calcolati in conformità ai criteri definiti nel Codice di condotta commerciale.

Gli indicatori sintetici di prezzo sono divisi in: "Costo fisso anno", che aggrega tutti i corrispettivi in termini di €/anno; "Costo per consumi", che aggrega tutti i corrispettivi in termini di €/kWh o €/S(m³); e "Costo per potenza impegnata", che aggrega tutti i corrispettivi in termini di €/kW (presente esclusivamente per le offerte di energia elettrica). Nel caso delle offerte a prezzo variabile, il "Costo per consumi" contiene, inoltre, la descrizione e la periodicità d'aggiornamento dell'indice, sulla base del quale il prezzo della componente energia varia, e il grafico dell'andamento dell'indice, se a pubblica diffusione (per esempio PUN e PSV), con arco temporale di 12 mesi, sulla base delle informazioni veicolate nel Portale Offerte. L'inserimento all'interno della Scheda sintetica della stima della spesa annua è previsto, in coerenza con le attuali Schede di confrontabilità¹⁵, al netto di imposte e tasse e per livelli di consumo e profili di cliente finale (potenza impegnata/residenza) stabiliti¹⁶.

Relativamente alla fase contrattuale, è stata prevista l'introduzione, nella comunicazione delle variazioni unilaterali che comportino variazioni delle condizioni economiche, della stima della spesa annua al netto di imposte e tasse, riferita ai 12 mesi successivi alla variazione, sulla base dei livelli di consumo della Scheda sintetica per i clienti domestici e di un consumo stimato dal venditore con criteri individuati nella comunicazione medesima

¹² Allegato 4 al Codice di condotta commerciale.

¹³ Gli indicatori sono relativi alla materia prima energia/materia gas naturale (componente economica determinata liberamente dal venditore, in quanto comprensiva di tutte le componenti diverse da quelle delle categorie di spesa del trasporto, della gestione contatore e degli oneri di sistema).

¹⁴ Gli indicatori sono inseriti nella Scheda sintetica per le sole offerte la cui stima di spesa è presente sul Portale Offerte.

¹⁵ Allegati 1, 2 e 3 del Codice di condotta commerciale.

¹⁶ La spesa è inserita per le offerte destinate ai clienti finali domestici per le quali il Portale Offerte calcoli la stima della spesa annua.

per i clienti non domestici. È stata inoltre prevista l'introduzione di una comunicazione specifica in caso di evoluzioni automatiche delle condizioni contrattuali (cioè di qualsiasi variazione delle condizioni economiche della fornitura già prevista e determinata nel contratto sottoscritto dal cliente) specificamente nei casi di un aumento dei corrispettivi unitari determinati dal venditore, dello scadere di sconti, del passaggio da un prezzo fisso ad un prezzo variabile, ovvero del passaggio da un prezzo variabile ad un prezzo fisso, contenente, tra l'altro, la stima della spesa annua calcolata con gli stessi criteri usati per la variazione unilaterale. Entrambe le comunicazioni sono inoltre integrate, nel caso di variazioni derivanti dalla scadenza o riduzione di sconti o dall'aumento di corrispettivi unitari non legati all'andamento dei mercati all'ingrosso, con l'impatto di tali variazioni sulla spesa annua, espresso in €/anno. Con la delibera 426/2020/R/com è stato inoltre introdotto un indennizzo automatico da riconoscere al cliente finale in tutti i casi di mancato rispetto della procedura relativa alla comunicazione di evoluzione automatica (similmente all'indennizzo previsto per le variazioni unilaterali).

Infine, l'efficientamento delle disposizioni del Codice di condotta commerciale è stato perseguito mediante una revisione dei criteri di presentazione dei prezzi di fornitura del servizio e della spesa, anche per evitare eventuali comportamenti opportunistici del venditore in sede di presentazione delle condizioni economiche, e l'aggiornamento e il riallineamento dei riferimenti del Codice medesimo alla regolazione e alla normativa attualmente vigenti.

Alla luce di un confronto con le associazioni rappresentative degli operatori, l'Autorità, con la delibera 9 marzo 2021, 97/2021/R/com, ha differito di tre mesi — ovvero al 1° ottobre 2021 — l'entrata in vigore degli artt. 13 e 14 del Codice di condotta commerciale relativi alla comunicazione delle evoluzioni automatiche delle condizioni economiche e alla integrazione delle comunicazioni afferenti alle variazioni unilaterali delle condizioni contrattuali, nonché ai relativi casi di indennizzo automatico. È stata confermata al 1° luglio 2021 l'entrata in vigore delle disposizioni del Codice di condotta commerciale relative agli obblighi informativi nella fase precontrattuale e agli interventi di efficientamento e aggiornamento del Codice medesimo.

Aggiornamento della Bolletta 2.0

Facendo seguito al documento per la consultazione 13 aprile 2021, 148/2021/R/com, con la delibera 8 giugno 2021, 242/2021/R/com, l'Autorità ha disposto i primi interventi di aggiornamento della regolazione della Bolletta 2.0 (oggetto della delibera 16 ottobre 2014, 501/2014/R/com), con l'obiettivo di garantirne la coerenza con gli altri interventi già disciplinati in vista del superamento delle tutele di prezzo, nonché di aggiornare la regolazione in tema di recapitazione della bolletta sintetica assicurando l'effettiva consegna della bolletta al cliente finale.

In particolare, con la delibera 242/2021/R/com, anche tenuto conto delle osservazioni pervenute nell'ambito della consultazione succitata, è stato stabilito di:

- sopprimere le informazioni relative al costo medio unitario tra le informazioni minime riportate nell'ambito della bolletta sintetica entro la seconda bolletta emessa successivamente al 1° luglio 2021 per tutti i clienti finali;
- prevedere, per le offerte sul mercato libero, che la consegna del documento della bolletta sintetica al cliente finale non possa essere vincolata a una sola forma di recapito dematerializzata "evoluta" (al fine di garantire che l'accesso a determinate formule contrattuali evolute non sia riservato "solo ai digitalmente più maturi") e

possa avvenire, nella modalità ordinaria, con l'invio per e-mail o tramite forme di *messaging service (short o instant)* all'adeguato recapito indicato dal cliente finale a tale scopo;

- prevedere che a partire dal 1° novembre 2021 le offerte siano conformi alle prescrizioni adottate e che entro tale data il venditore sia tenuto a garantire la rispondenza alle medesime modalità nel caso di contratti in essere;
- modificare, a seguito delle disposizioni della legge n. 27 dicembre 2017, n. 205 (legge di bilancio) in materia di fatturazione elettronica, la Bolletta 2.0, il Glossario della bolletta e il Testo integrato fatturazione (TIF) al fine di adeguare la rilevante terminologia con la nuova disciplina della fatturazione elettronica in coerenza con i testi normativi vigenti, aspetto che conduce a definire i singoli testi in modo più autoconsistente e semplificatorio.

Infine, con la stessa delibera 242/2021/R/com, è stata disposta l'istituzione di un Tavolo tecnico con le associazioni rappresentative dei consumatori domestici, delle piccole e medie imprese e delle associazioni rappresentative degli operatori per la revisione più organica e omnicomprensiva della regolazione della Bolletta 2.0, la cui prima convocazione è avvenuta in data 26 luglio 2021.

Anche tenendo conto di quanto emerso nell'ambito del Tavolo tecnico di cui sopra, con il successivo documento per la consultazione 14 dicembre 2021, 579/2021/R/com, l'Autorità ha inteso condividere ulteriori orientamenti riguardanti i documenti regolatori "bolletta sintetica" ed "elementi di dettaglio", al fine di rendere, in particolare, la "bolletta sintetica":

- più coerente con gli altri interventi già disciplinati in vista del superamento delle tutele di prezzo (quali "Portale Offerte", "Portale Consumi", il nuovo "Codice di condotta commerciale");
- maggiormente integrata nel suo contenuto informativo con elementi funzionali alla maggiore consapevolezza, alla riscontrabilità e alla confrontabilità.

Tenendo conto delle finalità sopra riportate, nel documento sono state delineate le seguenti innovazioni alla bolletta sintetica:

- l'indicazione del Codice offerta, per le offerte nel mercato libero (nei contratti stipulati a partire dal 1° luglio 2021). Esso corrisponde al codice che identifica l'offerta commerciale nel "Portale Offerte" qualora questa sia ivi presente;
- l'inserimento della spesa annua sostenuta, indistintamente per tutti i clienti e le tipologie di contratto (mercato libero e servizi di tutela), dopo un anno di fornitura. Tale elemento informativo corrisponde alla sommatoria della spesa riportata nelle ultime 12 mensilità, ricomprendendo solo quanto dovuto per la fornitura propriamente detta di energia elettrica o di gas naturale (scorporando gli importi relativi al "Canone di abbonamento alla televisione per uso privato" e gli importi relativi alle voci "Altre partite", quali eventuali indennizzi e/o importi per servizi o prodotti aggiuntivi a titolo oneroso previsti nell'offerta), ed è aggiornata in ciascuna bolletta;
- la revisione del criterio di determinazione del consumo annuo sostenuto per tutti i clienti finali;
- l'aggiornamento della disciplina delle voci di spesa al fine di migliorare la comprensibilità dei corrispettivi applicati in sede della bolletta sintetica, nonché dare maggiore omogeneità nell'esposizione delle voci di spesa stesse.

Al fine di perseguire la confrontabilità del proprio contratto rispetto ad altre offerte presenti sul mercato, senza tuttavia appesantire il contenuto informativo della bolletta sintetica, è stata altresì prevista l'introduzione, all'interno del documento degli elementi di dettaglio, degli indicatori sintetici di prezzo.

L'assicurazione a favore dei clienti finali del servizio del gas

I clienti finali connessi alle reti di distribuzione locale di gas o alle reti di trasporto usufruiscono di una copertura assicurativa contro i rischi (infortuni, incendio e responsabilità civile verso terzi) derivanti dall'uso del gas a valle del punto di riconsegna (PdR)¹⁷. 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 2021 ha operato, per il primo anno, la settima polizza assicurativa, relativa al quadriennio 2021-2024, disciplinata dalla delibera 19 maggio 2020, 167/2020/R/gas. Le prime quattro polizze, che hanno coperto il periodo ottobre 2004-dicembre 2013, si ritengono cessate, poiché risultano ormai prescritti i diritti di eventuali danneggiati che non abbiano sottoposto in tempo utile richiesta di risarcimento o indennizzo. Per le prime tre polizze (periodo ottobre 2004-settembre 2010) risulta, inoltre, azzerato il numero di pratiche ancora aperte (e, di conseguenza, il valore delle relative provviste di riserva), mentre, per la quarta polizza, rimane aperta la sola gestione di 5 pratiche con provvista di riserva non ancora chiuse in via definitiva.

Dal 1° ottobre 2004, data di attivazione della prima polizza assicurativa, al 31 dicembre 2021, sono state ricevute 941 denunce di sinistro (di cui 13 coperte dalla settima polizza), relative a 616 diversi sinistri (8 coperti dalla settima polizza), che hanno comportato complessivamente l'apertura di 2.023 pratiche di indennizzo/risarcimento (13 coperte dalla settima polizza). Nello stesso periodo, risultano effettuati pagamenti, da parte delle imprese assicuratrici, per 53,9 milioni di euro, di cui 53,1 milioni per 689 pratiche chiuse con pagamenti e la restante quota pari a circa 800 mila euro per pratiche ancora aperte. Al 31 dicembre 2021 risultano poste complessivamente a riserva provviste per circa 11,3 milioni di euro, a fronte di 228 pratiche ancora aperte con provvista di riserva, mentre risultano 1.106 pratiche chiuse senza pagamenti o in *stand by* senza provviste di riserva.

Per quanto riguarda il 2021, sono state aperte in corso d'anno 71 pratiche di indennizzo/risarcimento, delle quali 57 con provvista di riserva, mentre risultano 35 pratiche chiuse in corso d'anno con pagamenti. Con riferimento all'insieme delle pratiche gestite, nel corso del 2021 sono stati pagati importi per oltre 1,6 milioni di euro, e il saldo netto delle riserve ha registrato un incremento pari a circa 2,2 milioni di euro.

Considerando la sola settima polizza, al 31 dicembre 2021, l'esposizione complessiva era pari a 2,3 milioni di euro, interamente imputabili a riserve, e risultava generata per il 65% dalla sezione infortuni, per il 33% dalla sezione incendio e per il restante 2% dalla sezione responsabilità civile.

I costi dell'assicurazione sono coperti mediante un apposito corrispettivo, applicato in bolletta una volta l'anno ai titolari di punti di riconsegna assicurati. A partire dal 2017, con l'attivazione della sesta polizza, il valore del corrispettivo è stato determinato dall'Autorità in 50 c€/anno per punto di riconsegna assicurato, in diminuzione rispetto al corrispettivo di 60 c€/anno applicato per l'anno precedente. Con decorrenza dal 2019, tale valore è stato ulteriormente ridotto a 45 c€/anno, in conseguenza dei favorevoli risultati gestionali della polizza, e il medesimo valore è stato confermato, con decorrenza dal 2021, dalla delibera 24 novembre 2020, 484/2020/R/gas.

¹⁷ 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.

Tale valore potrà essere aggiornato dall'Autorità con cadenza annuale, in relazione alle disponibilità del Conto assicurazione gestito dalla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) e alle relative esigenze di gettito.

Regolazione del mercato elettrico e del gas

Morosità e disciplina del sistema indennitario

La disciplina del sistema indennitario, inizialmente introdotta per il settore elettrico con la delibera 11 dicembre 2009, ARG/elt 191/09, e successivamente sostituita dal Testo integrato del sistema indennitario (TISIND, di seguito disciplina a regime del sistema indennitario), Allegato approvato con la delibera 3 agosto 2017, 593/2017/R/com, in vigore per entrambi i settori dell'energia elettrica e del gas naturale, persegue la finalità di garantire all'esercente la vendita uscente un indennizzo per il mancato incasso del credito relativo alle fatture degli ultimi quattro mesi precedenti 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 aggiuntivo della tariffa di distribuzione, il corrispettivo C^{MOR} . Ai sensi della delibera 26 luglio 2018, 406/2018/R/com, la suddetta disciplina a regime del sistema indennitario, basata sulla piena implementazione dei relativi processi all'interno dell'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 2021, gli esercenti la vendita uscenti hanno correttamente emesso quasi 1,5 milioni di richieste di indennizzo per corrispettivi C^{MOR} totali di 435,8 milioni di euro a fronte di crediti insoluti di circa 600,3 milioni di euro. Nel settore del gas, dall'entrata in operatività del sistema indennitario nel giugno 2019 a dicembre 2021, gli esercenti la vendita uscenti hanno correttamente emesso più di 276.000 richieste di indennizzo per corrispettivi C^{MOR} totali di 66,4 milioni di euro a fronte di crediti insoluti di circa 83,4 milioni di euro. Nel corso del 2021 gli esercenti la vendita hanno ottenuto indennizzi in media al mese per 7,2 milioni di euro nel settore elettrico e 2,8 nel settore del gas.

Nonostante il lungo periodo intercorso tra la data di *switching* e l'applicazione del corrispettivo C^{MOR} da parte dell'esercente la vendita entrante al cliente finale inadempiente (periodo compreso tra i 7 e i 19 mesi, durante il quale gli esercenti la vendita uscenti avrebbero dovuto incassare i propri crediti dai clienti finali tramite i canali standard di riscossione), gli esercenti la vendita sono riusciti a ridurre gli oneri del mancato pagamento relativi ai crediti per cui hanno presentato richiesta di indennizzo del 73% nel settore elettrico e dell'80% nel settore del gas.

Le attività di monitoraggio del gestore hanno anche avuto a oggetto il comportamento dei clienti che utilizzano ripetutamente lo *switching*, al fine di non pagare le fatture relative agli ultimi mesi della fornitura. I risultati di tali analisi sono evidenziati nella tavola e nel grafico seguenti.

TAV. 9.6 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
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%
Cumulate	0,3%	4,9%	11,0%	15,6%	19,2%	22,1%	23,7%	24,7%	25,1%	27,1%	30,4%

SETTORE DEL GAS	GIU.-DIC. 2019 ^(E)	GEN. -DIC. 2020	GEN. -DIC. 2021
Nel periodo analizzato	3,6%	29,0%	39,6%
Cumulate	3,6%	19,3%	27,9%

(A) Dati nel periodo marzo-dicembre 2013 al netto delle richieste di indennizzo relative a punti di prelievo il cui titolare ha effettuato una voltura in seguito alla prima richiesta di indennizzo in modo da non essere più rintracciato. Fenomeno invece incluso negli altri trimestri. Tale differenza, tuttavia, non incide l'andamento della serie storica in quanto ha un peso poco rilevante rispetto al totale delle richieste di indennizzo del trimestre (la cui media dei mesi precedenti è pari allo 0,1%).

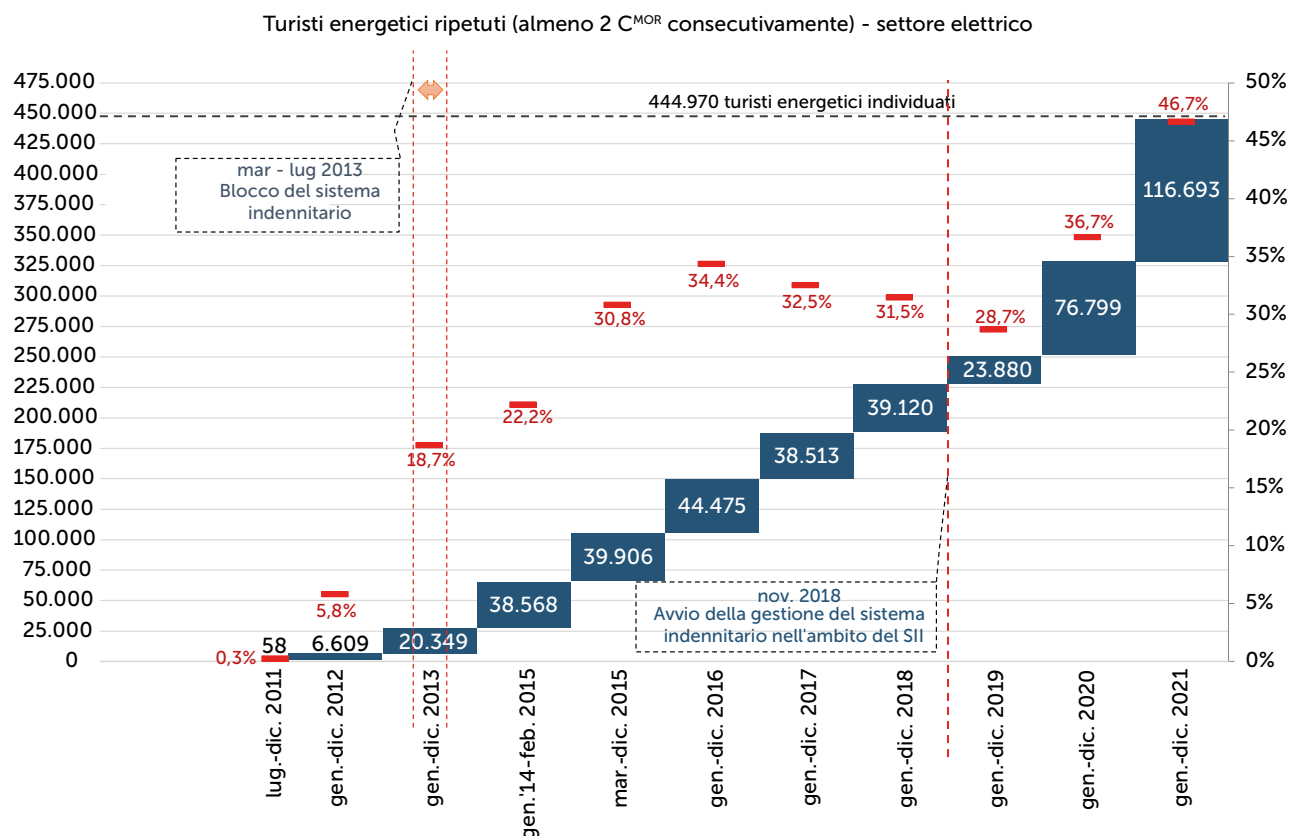
(B) Dati al lordo delle richieste di indennizzo in seguito annullate, per errore, a febbraio 2015. Tale fenomeno, tuttavia, non incide l'andamento della serie storica in quanto del tutto trascurabile rispetto al totale delle richieste di indennizzo.

(C) Sistema non operativo nel periodo marzo-luglio 2013.

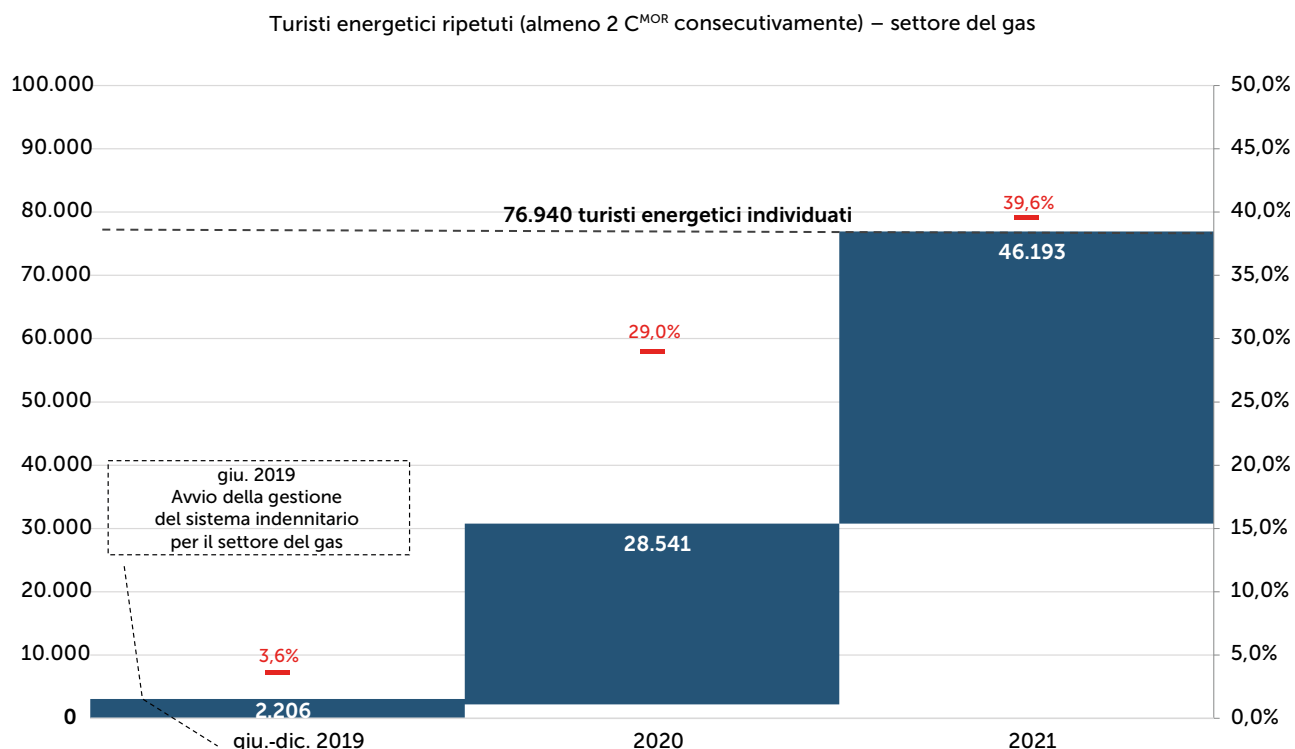
(D) A novembre 2018 è stata avviata la gestione del sistema indennitario nell'ambito del SII ai sensi della delibera 406/2018/R/com.

(E) Il sistema indennitario è entrato in operatività nel settore del gas a partire da giugno 2019.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

FIG. 9.12 Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario nel settore elettrico

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

FIG. 9.13 Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario nel settore del gas

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

L'analisi degli indennizzi riconosciuti mostra come, tra gennaio e dicembre 2021, 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. Nel settore del gas, tale percentuale, per il periodo gennaio-dicembre 2021, è pari al 36,9%.

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.

Meccanismi di riconoscimento degli oneri generali di sistema

Riconoscimento degli oneri generali di sistema non riscossi dai clienti finali e già versati alle imprese distributrici

Come già riportato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, con la delibera 3 marzo 2017, 109/2017/R/eel, si è reso necessario avviare un procedimento di ottemperanza alle sentenze del TAR Lombardia nn. 237, 238, 243 e 244 del 2017 in tema di garanzie per l'esazione degli oneri generali del sistema elettrico. Nell'ambito di tale procedimento l'Autorità ha perseguito l'obiettivo dell'equilibrio e del bilanciamento ragionevole tra pluralità di interessi ed esigenze che risultano meritevoli di tutela in base alle varie disposizioni di legge, tra cui:

- la necessità di non far gravare sull'utente del trasporto l'onere e il rischio connesso agli Oneri generali di sistema (di seguito: anche OGdS) non riscossi dai clienti finali;
- la finalità di garantire l'effettiva ed efficiente esazione del gettito relativa agli OGdS;
- la necessità di promuovere l'efficienza dell'utente del trasporto nello svolgimento delle responsabilità attribuite in tema di esazione degli OGdS;
- la necessità di contenere i costi sostenuti dalla generalità dei consumatori finali;
- l'esigenza di promuovere l'efficienza dell'erogazione del servizio di trasporto.

Nel periodo in esame, come peraltro già anticipato nella precedente *Relazione Annuale*, l'Autorità, con la delibera 2 febbraio 2021, 32/2021/R/eel, ha, in particolare, completato il percorso sopra delineato, approvando il "meccanismo di riconoscimento degli OGdS non riscossi dai clienti finali e già versati alle imprese distributrici", volto a riconoscere un'adeguata e proporzionale compensazione ai venditori degli OGdS già versati alle imprese distributrici rispetto all'eventuale mancato incasso da parte dei clienti finali inadempienti. Tale meccanismo è stato istituito relativamente al periodo compreso tra l'anno 2016 (entrata in vigore del Codice di rete tipo) e fino all'eventuale adozione di specifici interventi, anche di carattere legislativo, finalizzati a una diversa gestione della catena di riscossione degli OGdS e del sistema di garanzie a essa correlato, in particolare in attuazione delle previsioni di cui all'art. 33-ter del decreto legge n. 31 maggio 2021, n. 77, convertito dalla legge n. 29 luglio 2021, n. 108.

Con l'intento di minimizzare gli impatti sul sistema, ovvero sui clienti finali, l'impianto del meccanismo dispone che tutti i soggetti coinvolti siano responsabilizzati alla massima efficienza nella gestione del credito, prevedendo che il relativo livello di efficienza incida sulle determinazioni del riconoscimento.

Il meccanismo istituito dalla delibera 32/2021/R/eel stabilisce, in particolare, che l'unico soggetto ammesso alla partecipazione al meccanismo sia l'utente del trasporto – in quanto esso rappresenta l'unica controparte contrattuale su cui incombe l'obbligo di versare gli OGdS alle imprese distributrici per l'accesso al sistema (ai sensi dell'art. 3, comma 11, del decreto legislativo n. 16 marzo 1999, n. 79); l'utente del trasporto partecipa all'istanza per conto delle controparti commerciali che ne fanno richiesta allo stesso per il riconoscimento di OGdS ascrivibili al meccanismo. L'utente del trasporto ha facoltà di partecipare al meccanismo presentando apposita istanza di partecipazione alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) per contratti relativi al mercato libero, al servizio di tutele gradualità e al servizio di salvaguardia e in relazione agli OGdS non riscossi relativi a contratti di trasporto sia in essere che risolti. L'utente può partecipare al meccanismo – organizzato in sessioni annuali di partecipazione – scegliendo alternativamente il regime ordinario oppure il regime semplificato. Nella prima sessione del meccanismo, relativa agli anni dal 2016 a metà 2020 (c.d. "Pregresso"), è stato previsto anche un fattore recupero della morosità (c.d. "rec. pricing"), in quanto è stato considerato ragionevole assumere che un soggetto economico che opera nel mercato con la dovuta prudenza e diligenza professionale abbia recuperato, nella sua attività di *pricing*, anche i costi della morosità attesa relativa agli OGdS, almeno fintantoché il giudice amministrativo non si sia espresso indicando il diritto del venditore a essere reintegrato degli eventuali ammanchi per OGdS dovuti a morosità dei clienti.

Infine, con la delibera 32/2021/R/eel, l'Autorità ha confermato che la garanzia che l'utente è tenuto a prestare all'impresa distributtrice, a copertura dell'obbligo di pagamento degli OGdS, continua a essere dimensionata a un valore che rappresenta la miglior stima degli importi normalmente riscossi dalle imprese di vendita. Ne consegue che permane la necessità di tenere conto della riduzione della garanzia da prestare, così come statuito dalla de-

libera 109/2017/R/eel (quale stima degli importi normalmente riscossi dalle imprese di vendita), riduzione il cui valore è fissato in base all'andamento del valore dell'*unpaid ratio* nelle zone del Paese in cui la morosità si attesta su livelli mediamente più elevati e che la delibera 32/2021/R/eel stabilisce sia aggiornata con cadenza biennale dall'Autorità.

Riconoscimento alle imprese distributrici degli oneri generali versati e non riscossi dagli utenti del trasporto

Nell'ambito dello stesso procedimento avviato con la delibera 109/2017/R/eel di cui sopra, l'Autorità ha istituito, con la delibera 1° febbraio 2018, 50/2018/R/eel, un meccanismo volto alla reintegrazione alle imprese distributrici dei crediti relativi agli OGdS non riscossi dagli utenti del servizio di trasporto. Come riportato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, con la delibera 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel, l'Autorità ha successivamente delineato i principi per un successivo intervento regolatorio in tema di reintegro dei crediti non riscossi dalle imprese distributrici in relazione al mancato incasso degli oneri di rete da affiancarsi al meccanismo di cui alla delibera 50/2018/R/eel. Con la delibera 17 novembre 2020, 461/2020/R/eel, l'Autorità ha quindi delineato, limitatamente alla sola prima sessione, le modalità di funzionamento del meccanismo volto al reintegro alle imprese distributrici degli oneri di rete (di seguito: anche OdR) non riscossi, rinviando a un successivo provvedimento la definizione di una procedura a regime, in modo da favorire un coordinamento operativo con le disposizioni della delibera 50/2018/R/eel.

Con il documento per la consultazione 14 settembre 2021, 380/2021/R/eel, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in merito all'introduzione di un apposito meccanismo di reintegrazione alle imprese distributrici di energia elettrica dei crediti non riscossi e altrimenti non recuperabili afferenti sia agli oneri generali di sistema sia agli oneri di rete. Tale meccanismo, da un lato, sostituisce quello di cui alla delibera 50/2018/R/eel per il riconoscimento alle imprese distributrici dei crediti non riscossi inerenti agli oneri generali di sistema e, dall'altro lato, include al suo interno quanto dovrebbe essere introdotto a regime ai sensi della delibera 568/2019/R/eel per il riconoscimento dei crediti inerenti agli oneri di rete. L'orientamento dell'Autorità di istituire un unico meccanismo per il reintegro degli OGdS e degli OdR è finalizzato a massimizzare l'efficienza complessiva, armonizzando e sistematizzando i processi di computo da parte delle imprese distributrici e minimizzando l'onere gestionale sia della CSEA, soggetto incaricato della gestione del meccanismo, sia delle stesse imprese distributrici.

Il meccanismo, che si prevede si svolga in sessioni annuali e la cui partecipazione è facoltativa, è quindi volto al riconoscimento di un'adeguata compensazione degli OGdS già versati alla CSEA e al GSE e dei crediti afferenti ai servizi di rete rispetto all'eventuale mancato incasso da parte delle imprese distributrici presso gli utenti del trasporto inadempienti, incentivando al contempo l'efficiente gestione del credito da parte delle medesime imprese distributrici.

Secondo quanto tracciato dal documento per la consultazione, ciascuna impresa distributtrice può partecipare al meccanismo solo con riferimento a crediti non recuperabili relativi a contratti risolti per inadempimento da almeno 6 mesi e a fatture scadute da almeno 12 mesi al 31 dicembre precedente la presentazione dell'istanza. Con riferimento ai crediti per OdR, in quanto parte del rischio d'impresa caratteristico dell'attività di distribuzione, l'Autorità ha espresso l'orientamento di prevedere che possa essere recuperata quella parte di crediti che supera una soglia dimensionale biennale parametrata al ricavo ammesso, con applicazione di una franchigia del 10%.

Infine, in coerenza con le finalità generali del documento di favorire l'efficiente gestione del credito, l'Autorità ha formulato proposte tese a incentivare la conclusione di accordi transattivi, di ristrutturazione del debito e di cessione del credito efficienti, prevedendo che la quota del credito rinunciata nell'ambito di tali accordi possa essere oggetto di reintegro, in percentuale tanto maggiore quanto più alta è la quota di crediti recuperati, senza che sia applicata la franchigia del 10% alla quota parte rinunciata afferente agli Odr.

Aggiornamenti del Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica

Interventi al Codice di rete tipo in materia di fideiussioni assicurative

L'Autorità è intervenuta, con la delibera 7 luglio 2020, 261/2020/R/eel, in tema di fideiussioni assicurative disponendo che, a decorrere dal 1° gennaio 2021, siano ammissibili ai sensi del Codice di rete tipo solamente le fideiussioni assicurative emesse da istituti assicurativi italiani o accreditati a operare in Italia ai sensi delle norme di legge e che detengano un giudizio di *rating* creditizio: pari o superiore a BBB, se rilasciato da Standard & Poor's Corporation o da Fitch Ratings; Baa3, se rilasciato da Moody's Investors Service; B+, se emesso da A.M. Best.

Con la delibera 2 marzo 2021, 81/2021/R/com, l'Autorità ha, tra l'altro, esteso detta disciplina delle garanzie assicurative, a garanzia degli adempimenti connessi al servizio di trasporto dell'energia elettrica, affinché i venditori possano confrontarsi con una più ampia gamma di soggetti ammessi al rilascio di una garanzia; nello specifico, il provvedimento dispone che siano ammissibili ai sensi del Codice di rete tipo non solo gli istituti assicurativi direttamente in possesso di giudizio di *rating* creditizio, ma anche quelli che ne dispongono per il tramite della società controllante ai sensi dell'art. 2359, commi 1 e 2, del codice civile.

Corrispettivi per superi di potenza

In considerazione del fatto che sono pervenute all'Autorità segnalazioni che hanno lamentato una tardiva applicazione dei contributi per l'adeguamento della connessione previsti nel caso di superi sistematici della potenza impegnata da parte del cliente finale, ai sensi dell'art. 8, comma 2, del TIC, l'Autorità è intervenuta chiarendo la disciplina; nello specifico, in mancanza di indicazioni precise nelle condizioni contrattuali predisposte dal gestore, e a fronte di una prassi in base alla quale il medesimo gestore fattura i suddetti contributi all'inizio dell'anno successivo all'anno solare in cui si sono registrati i maggiori prelievi di potenza, con riferimento ai superi di potenza verificatisi negli anni 2018 e 2019, talune imprese distributrici avrebbero fatturato i relativi corrispettivi solo alla fine del 2020, ciò che ha reso molto difficoltoso, per i relativi utenti, recuperare gli importi presso i propri clienti finali.

Al riguardo, con il comunicato agli operatori del 22 dicembre 2021, l'Autorità ha precisato che il contributo previsto dall'art. 8, comma 2, del TIC si configura come controprestazione dovuta dall'utente rispetto all'incremento del livello di potenza riconosciuto dal gestore di rete nei casi di sistematici prelievi di potenza (da parte del cliente finale) eccedenti il livello della potenza disponibile. La formulazione dell'art. 8, comma 2, del TIC lascia certamente all'impresa distributtrice un certo margine di discrezionalità nel gestire anche gli aspetti pro-

cedurali dell'applicazione del contributo per l'adeguamento, ma tale discrezionalità non può ragionevolmente comportare il riconoscimento per il gestore di un tempo indefinito per decidere se procedere o meno d'ufficio all'adeguamento della potenza e alla conseguente fatturazione del contributo. Pertanto, l'Autorità ha invitato le imprese distributrici che hanno fatturato con ritardo detto corrispettivo ad attivarsi presso i propri utenti al fine di verificare la sussistenza o meno del mancato incasso presso i loro clienti finali degli importi fatturati col ritardo sopra indicato, stornando le fatture e restituendo gli importi eventualmente corrisposti dagli utenti.

Aggiornamento delle istruzioni operative per lo scambio dei dati relativi alla fatturazione del servizio di trasporto

Al fine di implementare la sperimentazione per la ricarica dei veicoli elettrici in luoghi non accessibili al pubblico prevista dalla delibera 15 dicembre 2020, 541/2020/R/eel, finalizzata a offrire, a parità di spesa, una maggiore disponibilità di potenza prelevabile nella fascia oraria notturna/festiva per l'utilizzo a fini di ricarica privata di veicoli elettrici, sfruttando le potenzialità offerte dai misuratori elettronici, con la determina 21 aprile 2021, 3/2021, del Direttore della Direzione Mercati *Retail* e Tutela dei Consumatori di Energia è stato necessario modificare e integrare le istruzioni operative in tema di standard dei dati di fatturazione del servizio di trasporto dell'energia elettrica e le regole di compilazione, prevedendo l'introduzione dei tre specifici codici tariffa previsti allo scopo dalla medesima delibera 541/2020/R/eel.

Modifiche del Codice di rete tipo per la distribuzione del gas

Con la delibera 18 ottobre 2021, 436/2021/R/gas, l'Autorità ha disciplinato le modalità di approvazione delle modifiche apportate al Codice di rete tipo per il servizio di distribuzione del gas naturale e ai suoi allegati a seguito dell'aggiudicazione delle gare d'ambito e in coerenza con l'offerta ai sensi della delibera 20 novembre 2014, 571/2014/R/gas.

In particolare, al fine di assicurare la tempestiva efficacia dei livelli di servizio migliorativi proposti dall'impresa in sede di offerta nelle gare gas, nonché al fine di ridurre gli oneri procedurali per le imprese e per l'Autorità, è stato ritenuto opportuno prevedere che le proposte di aggiornamento del Codice di rete tipo, che l'impresa debba presentare all'Autorità ai sensi dell'art. 18 del contratto-tipo, si intendano automaticamente approvate dall'Autorità nel momento in cui questa le riceve. Al contempo, il provvedimento dispone che, a tutela della generalità degli utenti, l'impresa di distribuzione pubblici nel proprio sito internet le proposte di aggiornamento trasmesse all'Autorità e che l'Autorità dia evidenza, nell'ambito dell'elenco delle imprese di distribuzione che hanno aderito al Codice di rete tipo, di quelle che hanno modificato il proprio Codice in conseguenza dell'aggiudicazione di una o più gare d'ambito, nonché degli ambiti interessati da tale modifica.

Regolazione della voltura con contestuale *switching*

Con la delibera 30 marzo 2021, 135/2021/R/eel, l'Autorità ha definito le disposizioni funzionali all'acquisizione di un punto di prelievo attivo da parte di un cliente finale nel settore elettrico, consentendo a quest'ultimo la possibilità di effettuare una voltura contrattuale con contestuale cambio del fornitore.

In particolare, la delibera 135/2021/R/eel ha previsto un'unica modalità di presentazione della richiesta di voltura da parte del cliente finale, sia nel caso in cui la richiesta venga rivolta alla controparte commerciale preesistente, sia nel caso in cui venga rivolta ad una diversa controparte commerciale.

È opportuno sottolineare che la possibilità di sottoscrivere un contratto di fornitura con una nuova controparte commerciale in un momento importante della gestione della fornitura, come quello della voltura, oltre a essere un'opportunità per il singolo cliente finale interessato, costituisce uno stimolo alla concorrenza nel mercato *retail*, a beneficio della generalità dei clienti finali.

Inoltre, la delibera 135/2021/R/eel ha introdotto un nuovo strumento informativo per fornire al nuovo utente del dispacciamento informazioni relative al punto di prelievo che, oltre alla verifica sull'esistenza del codice POD fornito dal cliente e sullo stato del punto di prelievo, gli possano consentire di non procedere con la richiesta di voltura in situazioni giudicate critiche.

Le disposizioni regolatorie di cui alla delibera 135/2021/R/eel hanno trovato applicazione a decorrere dal 1° luglio 2021 con riferimento ai punti di prelievo associati al servizio a tutele graduali e a decorrere dal 30 ottobre 2021 per tutti i clienti; quest'ultimo termine, inizialmente previsto per il 30 settembre 2021, è stato disposto con la delibera 3 agosto 2021, 360/2021/R/eel, in accoglimento di una richiesta di proroga avanzata da alcune associazioni di operatori.

Fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni

La legge n. 27 dicembre 2017, n. 205 (legge di bilancio 2018) ha previsto, all'art. 1, comma 4, che il diritto al corrispettivo nei contratti di fornitura di energia elettrica e gas si prescriva in due anni e che l'Autorità *"definisca le misure in materia di tempistiche di fatturazione tra gli operatori della filiera necessarie all'attuazione di quanto in esso previsto"*. Le disposizioni di cui al comma 4 valgono con riferimento alle fatture la cui scadenza è successiva, per il settore elettrico, al 1° marzo 2018, e, per il settore del gas, al 1° gennaio 2019, e *"non si applicano qualora la mancata o erronea rilevazione dei dati di consumo derivi da responsabilità accertata dell'utente"*. Il comma 6 del medesimo art. 1 prevede inoltre che l'Autorità definisca *"misure a tutela dei consumatori determinando le forme attraverso le quali i distributori garantiscono l'accertamento e l'acquisizione dei dati di consumo effettivi"*.

Con la delibera 13 novembre 2018, 569/2018/R/com, l'Autorità ha individuato l'ambito soggettivo di applicazione degli interventi regolatori di rafforzamento delle tutele in caso di fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti

a più di due anni, con riferimento alle misure introdotte dalla legge di bilancio 2018, identificandolo con quello che caratterizza di norma gli interventi regolatori con finalità di tutela nel mercato *retail*: per il settore elettrico, tutti i clienti finali (domestici e non domestici) connessi in bassa tensione e, per il settore del gas naturale, i clienti finali (domestici e non domestici) con consumi complessivi annui inferiori a 200.000 S(m³). Sono esclusi dall'ambito dell'intervento i clienti multisito, qualora almeno un punto non sia servito in bassa tensione o non abbia consumi complessivi annui inferiori a 200.000 S(m³), e le forniture destinate alle amministrazioni pubbliche.

La delibera 569/2018/R/com ha definito anche gli obblighi informativi da parte dei venditori e le forme di presentazione e gestione di eventuali reclami dei clienti finali, distinguendo due fattispecie: il caso in cui il ritardo della fatturazione sia attribuibile all'operatore (venditore o distributore) e il caso in cui il ritardo di fatturazione sia attribuibile a presunta responsabilità del cliente finale. In entrambi i casi, è prevista una informativa al cliente finale da parte del venditore, mediante una pagina aggiuntiva alla fattura che riporti l'ammontare degli importi per consumi risalenti a più di due anni. Nel caso di ritardo attribuibile all'operatore, la delibera ha previsto l'esclusione degli importi oggetto di prescrizione dall'ambito di applicazione di eventuali clausole contrattuali che prevedano metodi di pagamento quali servizi di incasso preautorizzati SEPA *direct debit* (SDD). Il provvedimento prevede una procedura semplificata nel caso in cui il venditore rinunci autonomamente a esercitare il proprio diritto di credito relativamente agli importi oggetto di prescrizione. La delibera, infine, modificando il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV), ha definito i contenuti della risposta motivata del venditore nel caso di reclamo recante contestazioni relative alla presunta responsabilità del cliente finale e, con l'obiettivo di monitorare il fenomeno del ritardo di fatturazione, ha integrato la classificazione dei reclami e delle richieste di informazioni nell'ambito dell'argomento "fatturazione" introducendo il sub argomento "importi per consumi risalenti a più di due anni".

La legge n. 27 dicembre 2019, n. 160 (legge di bilancio 2020), in vigore dal 1° gennaio 2020, ha disposto l'abrogazione dell'art. 1, comma 5, della legge di bilancio 2018, che stabiliva l'inapplicabilità delle disposizioni di cui all'art. 1, comma 4, della medesima legge, in caso di mancata o erronea rilevazione dei dati di consumo derivante da responsabilità accertata dell'utente. Per effetto della novella, il termine di prescrizione biennale trova dunque applicazione anche quando l'erronea o mancata rilevazione dei dati di consumo sia dipesa da fatti che, secondo la tesi del creditore, sono riferibili al cliente finale.

Conseguentemente, l'Autorità, tenendo conto dell'estensione della prescrizione biennale a prescindere dall'imputabilità del ritardo nella fatturazione e ritenendo che le disposizioni non dovessero essere sottoposte a preventiva consultazione in considerazione del contenuto vincolante della legge di bilancio 2020 e del suo carattere immediatamente precettivo per gli operatori, con la delibera 26 maggio 2020, 184/2020/R/com, ha modificato, tra l'altro, l'Allegato A alla delibera 569/2018/R/com, abrogando l'art. 5, relativo a norme transitorie, e l'art. 4, che definiva gli obblighi in capo ai venditori qualora la presunta responsabilità del ritardo di fatturazione fosse attribuibile al cliente finale, nonché revisionando gli obblighi informativi di cui all'art. 3 relativi agli importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni, al fine di superare la distinzione in merito alla presunta responsabilità del ritardo di fatturazione; nel TIQV, invece, la citata delibera ha mantenuto la classificazione dei reclami recanti contestazioni relative alla fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni, eliminando il riferimento alla presunta responsabilità del cliente finale.

In data 14 giugno 2021, sono state pubblicate le sentenze nn. 1441, 1444 e 1449, con cui il TAR Lombardia ha annullato la delibera 184/2020/R/com; in particolare, il TAR Lombardia, pur riconoscendo che il contenuto pre-

cettivo della delibera 184/2020/R/com fosse in linea con la modifica legislativa di cui all'art. 1, comma 295, della legge di bilancio 2020, oltre che con la disciplina codicistica in tema di prescrizione, ha ritenuto, tuttavia, fondata la censura relativa alla mancata attivazione, da parte dell'Autorità, della consultazione e, per l'effetto, ha annullato la delibera 184/2020/R/com.

L'Autorità, in ottemperanza alle richiamate sentenze, con la delibera 26 ottobre 2021, 455/2021/R/com, ha avviato un procedimento volto ad allineare il quadro regolatorio vigente in materia di rafforzamento delle tutele a vantaggio dei clienti finali di piccole dimensioni nei casi di fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni, all'abrogazione dell'art. 1, comma 5, della legge di bilancio 2018 disposta dalla legge di bilancio 2020, nonché a garantire un'adeguata informazione ai clienti finali di piccole dimensioni nei casi in cui il venditore ritenga di poter fatturare importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni, assumendo in tali casi, in coerenza con quanto precisato dal TAR Lombardia, la sussistenza di una causa ostativa alla maturazione della prescrizione ai sensi delle disposizioni del codice civile.

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 455/2021/R/com e in seguito al documento per la consultazione 26 ottobre 2021, 457/2021/R/com, con la delibera 21 dicembre 2021, 603/2021/R/com, l'Autorità ha integrato e modificato la delibera 569/2018/R/com per dare attuazione alle sopra richiamate disposizioni della legge di bilancio 2020 e in ottemperanza alle sentenze nn. 1441, 1444 e 1449 del 2021. La delibera 603/2021/R/com ha introdotto una suddivisione degli obblighi informativi in capo al venditore nei confronti del cliente finale in base a due casistiche: la fatturazione di importi relativi a consumi risalenti a più di due anni per i quali risulti maturata la prescrizione e la fatturazione di importi relativi a consumi risalenti a più di due anni per i quali non risulti maturata la prescrizione, a causa della presunta sussistenza di cause ostative ai sensi della normativa primaria e generale di riferimento. Nel caso di fatturazione di importi relativi a consumi risalenti a più di due anni per i quali non risulti maturata la prescrizione è inoltre previsto uno specifico avviso che informi il cliente finale della motivazione che ha determinato tale casistica, in applicazione della disciplina primaria e generale di riferimento e tenuto conto delle informazioni trasmesse dal distributore al venditore.

La delibera 603/2021/R/com ha inoltre introdotto, in capo al distributore, l'obbligo di comunicare al venditore, attraverso PEC, contestualmente al dato di misura o di rettifica riferito a consumi risalenti a più di due anni, l'indicazione della (presunta) sussistenza o meno di cause ostative alla maturazione della prescrizione ai sensi della normativa primaria e generale di riferimento. In particolare, la citata delibera ha disposto l'integrazione dei flussi di misura del SII con l'indicazione sulla sussistenza o meno delle suddette cause ostative e ha definito specifiche tempistiche degli scambi informativi. In considerazione dei tempi necessari a implementare l'integrazione dei flussi di misura del SII, la delibera 603/2021/R/com ha inoltre definito disposizioni transitorie applicabili alle fatture relative a dati di misura o rettifiche degli stessi, riferiti a consumi risalenti a più di due anni, comunicati entro il 31 dicembre 2022, per le quali il venditore non disponga degli elementi necessari a individuare la sussistenza o meno di cause ostative al maturarsi della prescrizione.

Per quanto concerne, invece, il trattamento delle partite di *settlement* dell'energia elettrica e del gas naturale, su cui riverberano le citate disposizioni, queste sono definite con la delibera 21 dicembre 2021, 604/2021/R/com, che fa seguito al documento per la consultazione 8 settembre 2020, 330/2020/R/com, e al documento per la consultazione 21 settembre 2021, 386/2021/R/com.

Il documento per la consultazione 386/2021/R/com ha mantenuto, in generale, l'assunzione della logica "compensatoria" sulla base della quale è incentrata l'impostazione del primo documento per la consultazione 330/2020/R/com, che prevede appunto di compensare gli effetti della prescrizione esercitata dal cliente finale nei confronti del proprio venditore (utente del servizio di dispacciamento e trasporto elettrico ovvero utente della distribuzione gas) che si riverberano a monte nel rapporto fra questi e Terna o verso l'utente del bilanciamento gas e che discendono dalla ritardata messa a disposizione di misure effettive da parte dell'impresa distributrice, tuttavia prevedendo modalità ancor più semplificate per la gestione della compensazione. In particolare, gli orientamenti illustrati nel citato documento hanno previsto di:

- definire le modalità di compensazione delle partite di *settlement* derivanti dalle eccezioni di prescrizione biennale sollevate dal cliente finale e dal venditore, mantenendo le attività di compensazione dell'onere economico afferente alle partite di *settlement* scollegate dai processi di *settlement*;
- attribuire alla CSEA, per entrambi i settori, il ruolo di soggetto compensatore nei confronti del venditore;
- con specifico riferimento al settore elettrico, definire un meccanismo che, tramite l'applicazione di penalità, responsabilizzi le imprese distributrici alla riduzione delle rettifiche pluriennali e, conseguentemente, riduca l'insorgenza di importi eccezionali.

L'Autorità, con la delibera 604/2021/R/com, ha confermato gli orientamenti illustrati nel citato documento per la consultazione 386/2021/R/com, prevedendo, quindi, nel dettaglio, che:

- la richiesta di compensazione degli importi oggetto di prescrizione, eccitata dal cliente finale con riferimento alle partite di *settlement*, possa essere presentata dall'utente del dispacciamento/dall'utente della distribuzione gas interessato direttamente alla CSEA, annualmente, con riferimento agli importi non riscossi per effetto dell'applicazione delle disposizioni di cui all'art. 1, comma 4 della legge di bilancio 2018, a decorrere dal 1° marzo 2018 per il settore elettrico e dal 1° gennaio 2019 per il settore del gas naturale; rispetto a quanto indicato dal documento per la consultazione 386/2021/R/com, il provvedimento prevede di adottare una cadenza annuale per l'applicazione del meccanismo di compensazione, al più tardi in relazione agli eventi di esercizio della prescrizione accolti nei due anni solari antecedenti alla predetta data di presentazione della richiesta;
- la CSEA quantifichi le partite oggetto di compensazione attraverso l'applicazione:
 - di una valorizzazione media della materia prima (posta pari alla media aritmetica dei valori orari del Prezzo unico nazionale nell'anno di competenza delle partite fisiche oggetto di compensazione) e dei corrispettivi di dispacciamento in prelievo di cui all'art. 24 del TIS;
 - nell'ottica di favorire la massima semplificazione del calcolo, del prezzo medio relativo all'anno cui si riferiscono le partite fisiche oggetto di compensazione, attribuito al gas naturale prelevato oggetto della richiesta di compensazione, pari alla somma: a) dei corrispettivi variabili di trasporto applicati ai *city gate* al punto di riconsegna della distribuzione; b) del costo della materia prima come indicato dal *System Average Price* o SAP. Mentre, con riferimento ad eventuali corrispettivi di scostamento sostenuti per effetto del ricalcolo, l'utente della distribuzione comunica alla CSEA, per ciascun *city gate*, ciascun rapporto utente del bilanciamento-utente della distribuzione e, ciascun mese, la massima differenza giornaliera fra il prelievo ricalcolato, oggetto di prescrizione, e quello inizialmente attribuito. Successivamente, CSEA calcola la compensazione sulla base del minore fra: a) il corrispettivo applicato per effetto del ricalcolo dal proprio utente del bilanciamento; b) il prodotto tra la massima differenza giornaliera e il valore del corrispettivo di scostamento unitario; c) il corrispettivo di scostamento eventualmente applicato dall'impresa di trasporto all'utente del bilanciamento in esito al ricalcolo.

Per quanto riguarda le partite fisiche, è previsto che siano espresse per anno di competenza e, con riferimento al settore del gas naturale, raggruppate per *city gate*, e che risultino equivalenti alle minori fra quelle oggetto di prescrizione da parte del cliente finale nei confronti dell'utente e quelle utilizzate ai fini della fatturazione del servizio di trasporto/distribuzione.

Al fine di garantire l'efficace applicazione della prescrizione biennale, l'Autorità con la delibera 604/2021/R/com ha altresì esteso a tutti i clienti finali gli obblighi informativi introdotti con la delibera 603/2021/R/com con riferimento ai clienti ricadenti nell'ambito di applicazione di cui all'art. 2 dell'Allegato A alla medesima delibera (clienti meritevoli di tutela rafforzata), ciò anche alla luce del quadro chiarito dalle sentenze del TAR Lombardia nn. 1444, 1448 e 1449 del 2021. Tali obblighi informativi prevedono, con modalità diverse in relazione alla necessità di modificare i flussi informativi tra imprese distributrici e il Sistema informativo integrato, che a fronte di importi fatturati relativi a consumi risalenti a un tempo superiore ai due anni l'impresa distributtrice sia tenuta a indicare la (presunta) sussistenza di cause ostative alla maturazione della prescrizione previste dal codice civile.

Infine, con la delibera 604/2021/R/com viene confermata la previsione di un meccanismo di responsabilizzazione finalizzato a promuovere la qualità del servizio delle imprese distributrici di energia elettrica, mediante apposite misure volte a ridurre la messa a disposizione di dati effettivi di misura con ritardi maggiori di due anni. In sintesi, tale meccanismo prevede che a decorrere dall'anno 2023 ciascuna impresa distributtrice di energia elettrica sia tenuta a versare alla CSEA una penalità commisurata al prodotto tra il valore delle quantità di energia elettrica sottostanti ai ricalcoli fatturati dalla medesima impresa distributtrice (derivanti da una o più precedenti mancate raccolte delle misure effettive o rettifiche di dati di misura che hanno generato importi prescrivibili) e un corrispettivo unitario calcolato come media aritmetica dei valori orari del PUN e dei valori mensili dei corrispettivi unitari di dispacciamento in prelievo; ciò al fine di rendere comparabile quanto raccolto con tale penale alle esigenze di gettito derivanti dal riconoscimento ai venditori delle compensazioni erogate nell'ambito del meccanismo di compensazione previsto dalla medesima delibera.

Per quanto concerne, invece, il settore del gas naturale, CSEA potrà attingere, per le corresponsioni, dal fondo per la copertura degli oneri connessi al *settlement* gas, di cui al punto 5.1 della delibera 23 novembre 2017, 782/2017/R/gas, mantenendone separata evidenza.

Orientamenti in merito alla raccolta e alla messa a disposizione dei consumi di gas

Come descritto nelle precedenti *Relazioni Annuali*, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 23 ottobre 2018, 529/2018/R/gas, per l'adozione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas, sono state progressivamente trattate varie tematiche, affrontate mediante più documenti per la consultazione e provvedimenti.

Nel periodo in esame, specificatamente in materia di raccolta delle letture e di *performance* della misura gas, con il documento per la consultazione 22 giugno 2021, 263/2021/R/gas, l'Autorità ha ripreso e sintetizzato le posizioni e le osservazioni già oggetto dei precedenti documenti per la consultazione 3 novembre 2018, 570/2018/R/com e 26 novembre 2019, 487/2019/R/gas, anche tenendo conto di quanto emerso nell'ambito del Tavolo

tecnico convocato dall'Autorità con le associazioni dei distributori in data 30 ottobre 2020 in merito alle stesse tematiche e dei contributi ricevuti in esito.

Con il documento 263/2021/R/gas, in particolare con riferimento agli *smart meter* gas (dei quali, con la delibera 7 dicembre 2013, 631/2013/R/gas, erano state da tempo definite le direttive per la messa in servizio e i requisiti funzionali minimi tra cui la telelettura e la telegestione), l'Autorità ha inteso concludere la valutazione degli interventi riferiti alle regole relative al servizio di misura (messa in servizio degli *smart meter*, frequenza di raccolta e granularità temporale dei dati di misura, frequenza di messa a disposizione agli operatori) e al sistema degli indennizzi nei confronti dei clienti finali e dei venditori.

Con gli obiettivi generali di promuovere l'efficienza del servizio di misura e migliorare gli *output* e la *performance* del servizio di misura, riducendo nei limiti del possibile la porzione degli *smart meter* le cui funzionalità non sono adeguate e aumentando progressivamente la disponibilità di dati precisi di consumo a favore del cliente finale e del sistema, gli orientamenti dell'Autorità presentati con il documento per la consultazione 263/2021/R/gas sono finalizzati, più in particolare, a:

- assicurare che la messa in servizio degli *smart meter* (e quindi che la raccolta della misura possa avvalersi delle funzionalità da essi assicurati) avvenga entro 90 giorni dall'installazione, superando l'attuale possibilità di applicare anche agli *smart meter* la regolazione, meno prestazionale, prevista per i misuratori tradizionali;
- raccogliere letture effettive con cadenza minima mensile e mettere a disposizione il prelievo effettivo relativo all'ultimo giorno del mese;
- a completamento di quanto al punto precedente, prevedere che per i soli misuratori di calibro inferiore (G4 e G6) la misura raccolta possa prescindere dal dettaglio giornaliero e che questa, nel caso di consumi annui inferiori a 5.000 S(m³), qualora non sia disponibile la lettura nell'ultimo giorno, possa essere quella dei tre giorni precedenti o seguenti la fine del mese;
- uniformare la frequenza di fatturazione nel settore del gas naturale, superando l'attuale distinzione derivante dalla presenza di uno *smart meter* o di un misuratore tradizionale, tenendo conto della prevista disponibilità mensile delle letture per tutti gli *smart meter*, senza aumentare il numero di fatturazioni per i punti basso consumanti rispetto a quanto attualmente previsto per i punti dotati di misuratore tradizionale;
- adeguare le disposizioni relative al divieto di contabilizzazione di consumi stimati nel caso di fatturazione mensile e di letture effettive;
- minimizzare le cosiddette "code di fatturazione", prevedendo una compressione del tempo a disposizione delle imprese di distribuzione per mettere a disposizione del SII, e quindi agli utenti della distribuzione, le misure raccolte inizialmente a cinque giorni lavorativi, con l'intenzione a medio termine di limitarlo ulteriormente a quattro giorni lavorativi;
- coordinare la regolazione degli indennizzi automatici nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, tenendo conto delle modifiche prospettate e prevedendo, a regime, indennizzi a carico delle imprese distributrici e a favore del cliente finale, nel caso non sia assicurata la raccolta della misura secondo le indicazioni sopra riportate per più di due mesi consecutivi;
- definire un meccanismo che riconosce al distributore i costi sostenuti per gli indennizzi erogati al cliente finale, limitatamente al livello di "insuccesso fisiologico" della telelettura tramite gli *smart meter*, determinato dall'Autorità e che si riduce nel tempo al fine di incentivare al miglioramento della *performance*. Ciò comunque mantenendo una parte dei costi sostenuti per indennizzi a carico delle imprese, in modo da mantenere alto l'incentivo a massimizzare l'impegno di miglioramento;

- definire indennizzi automatici a carico delle imprese di distribuzione e nei confronti degli utenti della distribuzione, confermando gli orientamenti già delineati in precedenza, in particolare con riferimento alla tempistica e alla qualità dei dati messi a disposizione ai fini del *settlement*;
- introdurre elementi di sperimentazione di funzionalità aggiuntive per lo *smart metering* gas.

Anche in considerazione della eterogeneità degli interessi delle parti coinvolte, il procedimento ha richiesto ulteriori approfondimenti, in particolare in merito ai dati effettivi di *performance* attuale della raccolta della misura tramite *smart meter*, e si prevede si concluda nel corso del 2022.

Smart meter 2G: Linee guida per la tutela di consumatori e stakeholder nei piani di messa in servizio delle imprese distributrici

Nell'ambito delle valutazioni dei piani di messa in servizio di *smart metering* di seconda generazione (2G) – di cui si è reso conto nelle precedenti *Relazioni Annuali* e nel Capitolo 8 della presente – l'Autorità ha inteso definire Linee guida in ordine ai requisiti minimi da adottarsi da parte delle imprese distributrici in merito alla tutela dell'informazione verso i clienti finali e le imprese di vendita. Ciò mantenendo le vigenti direttive dell'Autorità, previste dalla delibera 16 luglio 2019, 306/2019/R/eel, e gli obblighi in capo alle imprese che servono più di 100.000 punti di prelievo.

Al riguardo, in esito al documento per la consultazione 4 agosto 2020, 325/2020/R/eel, con la delibera 16 marzo 2021, 105/2021/R/eel, sono state previste, in particolare, disposizioni minime, pur continuando a demandare alle singole imprese distributrici alcune modalità attuative, al fine di consentirne un più efficace adeguamento alle specifiche realtà sociali e territoriali. Tali disposizioni minime, definite tenendo conto degli elementi emersi nell'ambito delle valutazioni dei piani già presentati e approvati, costituiscono il riferimento cui si devono adeguare le imprese distributrici che non hanno ancora presentato il proprio piano di messa in servizio di sistemi di *smart metering* 2G (di seguito: PMS2) ai sensi della delibera 306/2019/R/eel e prevedono a vantaggio dei clienti finali:

- comunicazioni nei confronti dei clienti finali, sia precedenti sia successive alle operazioni di sostituzione dei misuratori;
- un portale dedicato alle attività di sostituzione dei misuratori, recante un'area privata nella quale sono richiamati i contenuti delle comunicazioni messe a disposizione del cliente;
- la possibilità di richiedere la verifica metrologica sul misuratore in via di sostituzione e la verifica della lettura di rimozione almeno sino a 90 giorni dalla data di sostituzione. Ciò prevedendo altresì che, nel caso di misuratore non regolarmente teleletto (cioè il misuratore che non ha permesso di rilevare almeno una lettura effettiva tra 150 e 60 giorni prima della data di sostituzione), la verifica metrologica sia permessa anche decorsi almeno 90 giorni dalla data di sostituzione, prevedendone a tal fine lo stoccaggio.

A vantaggio delle imprese di vendita e del GSE, al fine di informarli e coinvolgerli per una loro opportuna gestione rispetto all'evento di sostituzione del cliente finale interessato, le disposizioni riguardano l'integrazione di quanto già disposto dalla regolazione per le sostituzioni ordinarie dei misuratori e, in particolare:

- l'informazione tempestiva e anticipata della programmazione degli interventi con l'indicazione dei punti che si prevede siano oggetto dei tentativi di sostituzione del misuratore e la data prevista, mediante l'utilizzo dei consueti canali di interazione operativa (in particolare, gli strumenti di comunicazione evoluti già previsti ai sensi dell'art. 4 della delibera ARG/elt 13/10 o l'uso della PEC), con cadenza mensile.

Per quanto riguarda le comunicazioni da prevedere nei confronti del cliente finale, punto essenziale dei PMS2 al fine di garantire l'adeguata partecipazione del cliente finale e il corretto dispiegarsi dei benefici consentiti dalla nuova tecnologia, gli elementi minimi indicano di:

- avvisare quando sarà effettuato l'intervento di sostituzione del misuratore, di rendere edotto il cliente della facoltà di ottenere le verifiche del misuratore in via di sostituzione nonché di informare in merito alla disponibilità dei contenuti del portale web e delle relative modalità di accesso;
- predisporre informazioni sia di tipo "territoriale" (cartellonistica diffusa, mass media, incontri pubblici) sia di tipo personale o specifico al cliente (documenti, avvisi, ecc.);
- predisporre comunicazioni *ex ante* specifiche che possano avere la doppia forma, alternativamente, di informazioni di dettaglio rese disponibili a ciascun cliente o di avvisi di sostituzione (questi ultimi corrispondenti tipicamente ad affissioni in loco in posizione visibile al passaggio quotidiano dei clienti);
- predisporre comunicazioni nominative destinate personalmente ai singoli clienti, qualora previste, affinché siano effettuate utilizzando le informazioni "Nome e cognome o ragione sociale del titolare" e "Indirizzo di esazione" residenti nel SII (la cui compilazione è di competenza delle imprese di vendita), in modo vincolato alle sole attività di sostituzione dei misuratori, restando salvi gli altri utilizzi già consentiti dalla regolazione (quali i motivi di sicurezza, continuità del servizio, ecc.);
- predisporre comunicazioni relative all'esito del tentativo di sostituzione finalizzate ad avvertire sia dell'avvenuto intervento e dell'operatività del misuratore sia del fatto che sono a disposizione documenti informativi. Le comunicazioni *ex post* ai clienti finali comprendono il rapporto di sostituzione, che indica al cliente la lettura di rimozione e la data di avvenuta sostituzione ed è disponibile nell'area privata del portale dedicato, e l'avviso di avvenuta sostituzione, di tipo più generale e recante i riferimenti per contattare l'impresa distributrice e informazioni specifiche per i contesti multi-cliente nei casi in cui solo alcune sostituzioni non siano state effettuate. Possono comprendere anche la ricevuta di avvenuta sostituzione, da consegnarsi *brevi manu* al cliente;
- disporre specifiche modalità di comunicazione nel caso di ripasso, differenti a seconda del fatto che questo sia concordato con il cliente o meno.

Per le imprese distributrici che servono meno di 100.000 punti, non soggette agli obblighi e alle condizioni di cui alla delibera 306/2019/R/eel, sono previste infine alcune semplificazioni:

- le comunicazioni possono essere previste nella sola lingua italiana, a eccezione delle zone di bilinguismo amministrativo;
- la possibilità di derogare ad alcune modalità di attuazione delle informazioni preliminari alla sostituzione;
- le campagne territoriali precedenti all'intervento sono facoltative;
- la possibilità di prevedere modalità di messa a disposizione del rapporto di sostituzione alternativa al Portale dedicato (quali la richiesta tramite *call center* con spedizione o presso punti clientela preposti), nel caso di imprese distributrici che servono meno di 25.000 punti, in considerazione del ridotto territorio servito e delle tipiche specificità urbanistiche.

La delibera 105/2021/R/eel dispone, inoltre, di integrare gli obblighi informativi già previsti dal provvedimento di disciplina delle modalità di predisposizione e analisi dei PMS2 per le imprese di dimensioni maggiori (Allegato A alla delibera 306/2019), prevedendo di esplicitare tra le comunicazioni all'Autorità che le imprese distributrici forniscano evidenze delle modalità adottate in materia di comunicazione e informazione nei confronti dei clienti finali e delle imprese di vendita e del GSE ai sensi della stessa delibera, al fine di semplificare il previsto procedimento di valutazione.

Con il medesimo provvedimento, infine, è stato disposto che il periodo di visualizzabilità sul *display* del misuratore 2G della lettura di rimozione (che è uno dei requisiti dei sistemi 2G previsti dall'Allegato A alla delibera 8 marzo 2016, 87/2016/R/eel) sia pari a 26 mesi e 15 giorni e non oltre, al fine di tenere conto delle disposizioni in tema di prescrizione biennale, limitando al contempo la presenza di informazioni alla loro effettiva utilità e semplificando la consultazione dello stesso *display*.

Misure urgenti connesse all'emergenza epidemiologica da Covid-19

In merito alla disciplina delle garanzie assicurative del Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica (di seguito: CTTE), l'Autorità ha ritenuto che sia necessario continuare a tutelare le esigenze degli utenti del trasporto per i quali eventuali *downgrade* del livello di *rating* al di sotto dei livelli tipicamente ammessi dal CTTE e dal CRDG siano strettamente correlati alla situazione emergenziale da Covid-19. Alcune agenzie di *rating*, infatti, hanno declassato i giudizi di cui le imprese dispongono in ragione del particolare contesto congiunturale connesso alla pandemia da Covid-19, con il rischio, qualora l'Autorità non fosse intervenuta, di perdere i requisiti previsti, dal CTTE e dal CRDG, per l'accesso a tale forma di garanzia nonché alla *parent company guarantee*.

Con la delibera 2 marzo 2021, 81/2021/R/com, di cui si è detto in precedenza in merito alla disciplina delle garanzie assicurative del CTTE, l'Autorità ha altresì esteso le misure introdotte con la delibera 30 giugno 2020, 248/2020/R/com, volte alla gestione della garanzia del *rating* nei contratti di trasporto dell'energia elettrica e di distribuzione del gas naturale nei casi di *downgrade* correlati alla situazione emergenziale da Covid-19. La disposizione si è resa necessaria al fine di prevedere che, qualora (al termine dei 12 mesi successivi all'eventuale *downgrade* del giudizio di *rating* da parte dell'agenzia di *rating* emittente previsti dalla delibera 248/2020/R/com) la stessa agenzia confermi il giudizio precedentemente emesso in ragione del contesto congiunturale connesso alle misure contenitive dell'epidemia da Covid-19, l'utente possa continuare ad avvalersi di tale giudizio nei contratti di trasporto di energia elettrica e di distribuzione del gas naturale per i successivi 12 mesi.

Compensazioni ai venditori per i mancati ricavi conseguenti alle agevolazioni a sostegno delle popolazioni colpite da eventi sismici

L'Autorità ha definito, nell'ambito della delibera 16 novembre 2021, 503/2021/R/com, le compensazioni ai venditori per i mancati ricavi conseguenti alle agevolazioni relative alle quote fisse delle forniture di elettricità e gas delle popolazioni del centro Italia colpite dagli eventi sismici. Le misure, assunte in esito alla consultazione di cui al documento 3 agosto 2021, 361/2021/R/com, dispongono, relativamente al meccanismo di riconoscimento dei mancati ricavi, l'istituzione di una specifica procedura affidata alla gestione della CSEA che già cura gli altri meccanismi di riconoscimento agli esercenti previsti dai vigenti provvedimenti a favore delle popolazioni colpite dagli eventi sismici. Sempre alla CSEA è affidato il compito di verificare la correttezza e la veridicità del contenuto della documentazione fornita dal venditore partecipante al meccanismo.

Sistema informativo integrato

Codice offerta nel Registro Centrale Ufficiale (RCU)

Con il documento per la consultazione 9 dicembre 2021, 567/2021/R/com, l'Autorità ha delineato i propri orientamenti in merito alla standardizzazione del codice offerta, nonché alle regole di popolamento e aggiornamento del Registro Centrale Ufficiale (RCU), nei settori energia elettrica e gas naturale.

Nel documento per la consultazione 567/2021/R/com è stata messa in evidenza l'importanza di introdurre una funzionalità nel Portale Offerte che permetta al cliente finale di rivedere, in modo semplice e schematico, le caratteristiche dell'offerta sottoscritta, al fine di orientarsi consapevolmente tra le offerte del mercato, prefigurando altresì ulteriori potenziali benefici per i clienti finali, derivanti dal potenziamento degli strumenti di calcolo del Portale Offerte.

L'obiettivo dell'Autorità è quello di aumentare la trasparenza del mercato, migliorando gli strumenti di valutazione e confronto delle offerte a disposizione dei clienti finali, in particolare attraverso la consultazione del Portale Offerte.

Meccanismi dei Titoli di efficienza energetica (TEE)

Nell'ambito delle competenze assegnatele, l'Autorità, con il provvedimento 15 aprile 2021, 153/2021/I/efr, ha reso il proprio parere al Ministro della transizione ecologica in merito allo schema di decreto recante la determi-

nazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico da perseguire con lo strumento dei titoli di efficienza energetica (di seguito: TEE) per gli anni dal 2021 al 2024.

Lo schema di decreto inviato all'Autorità reca modifiche al decreto interministeriale 11 gennaio 2017, come già risultante per effetto del decreto interministeriale 10 maggio 2018, quali, in estrema sintesi:

- la rideterminazione (riduzione) dell'obiettivo nazionale di risparmio energetico da conseguire con lo strumento dei TEE per l'anno 2020, già definito dalla normativa;
- la nuova determinazione degli obiettivi nazionali di risparmio energetico da conseguire con lo strumento dei TEE per il periodo 2021-2024;
- plurimi aspetti finalizzati a rendere più stabile la certificazione dei risparmi energetici e ridurre i rischi procedurali in capo agli operatori, incrementando di conseguenza la quantità di TEE disponibili;
- aspetti correlati ai criteri per la definizione del contributo tariffario e alle modalità di adempimento da parte dei distributori ai propri obblighi di risparmio energetico;
- la previsione di introduzione di un nuovo sistema di incentivazione dei risparmi mediante procedure di aste al ribasso con orizzonte pluriennale.

Al riguardo l'Autorità ha ritenuto che gli interventi apportati andassero nella direzione di contrastare la scarsità di offerta di TEE riscontrata nei mesi precedenti, a favore della concorrenzialità del mercato dei TEE e del ripristino dell'efficienza del meccanismo, e che, in particolare, lo squilibrio tra domanda e offerta di TEE potesse essere mitigato dalla revisione degli obiettivi da conseguire nell'anno d'obbligo 2020 e alla definizione di nuovi obiettivi da conseguire con lo strumento dei TEE coerenti con il potenziale di risparmio energetico, contestualmente a misure per aumentare la liquidità del mercato. In considerazione di ciò e pur senza entrare nel merito delle scelte relative alla definizione quantitativa degli obiettivi nazionali di risparmio energetico da conseguire con lo strumento dei TEE – essendo scelte di competenza della politica energetica –, è stato espresso il parere 153/2021/I/efr, segnalando al contempo alcuni aspetti puntuali.

Il decreto è stato successivamente adottato dal Ministro della transizione ecologica in data 21 maggio 2021.

Determinazione del contributo tariffario dei TEE

Con il decreto del Ministro della transizione ecologica 21 maggio 2021 (di seguito: decreto MiTE 21 maggio 2021) di cui sopra, come anticipato, sono stati definiti, tra l'altro, nuovi obiettivi di risparmio energetico da conseguire da parte dei distributori soggetti agli obblighi sino all'anno d'obbligo 2024, modificando il disposto allora vigente del decreto interministeriale 11 gennaio 2017.

Con riferimento alla determinazione del contributo tariffario da riconoscere ai distributori adempienti agli obblighi di risparmio energetico (di seguito: contributo tariffario), materia di competenza dell'Autorità, il decreto ha, tra l'altro, previsto che tale determinazione sia effettuata *"in misura tale da riflettere l'andamento dei prezzi dei certificati bianchi riscontrato sul mercato organizzato, nonché registrato sugli scambi bilaterali definendo un valore massimo di riconoscimento"*. Il medesimo decreto ha anche precisato ulteriori dettagli in merito al valore di cessione dei certificati bianchi *"non derivanti dalla realizzazione di progetti di efficienza energetica"*, rispetto a quanto già previsto dalla normativa.

In considerazione di questi aspetti, l'Autorità ha ritenuto che le disposizioni della vigente delibera 14 luglio 2020, 270/2020/R/efr, in merito alla determinazione del contributo tariffario (per cui si rimanda alla *Relazione Annuale* dell'anno 2021) fossero già pienamente rispondenti a quanto disposto dal decreto MiTE 21 maggio 2021. Di conseguenza è stato possibile direttamente determinare il contributo tariffario per l'anno d'obbligo 2020 ai sensi di tale provvedimento, adeguando alcuni aspetti applicativi al fine di tenere conto della sola proroga del termine dell'anno d'obbligo 2020 al 16 luglio 2021, disposta dal nuovo decreto.

In particolare, con la delibera 3 agosto, 2021, 358/2021/R/efr, sono stati determinati i valori per l'anno d'obbligo 2020, in considerazione dei risultati degli scambi di TEE avvenuti nel periodo precedente sul mercato e tramite accordi bilaterali nonché delle quantità di TEE complessivamente presenti sui conti proprietà e nella disponibilità degli operatori alla data del termine del medesimo anno d'obbligo e dell'obiettivo specifico aggiornato. In particolare:

- il valore del contributo tariffario unitario è risultato pari a 250,00 €/TEE;
- il valore del corrispettivo addizionale unitario è risultato pari a 10,00 €/TEE.

Entrambi i valori, determinati ai sensi della delibera 270/2020/R/efr, sono risultati essere pari al valore massimo per essi previsto dalla stessa regolazione. In particolare, il valore del corrispettivo addizionale unitario è strettamente correlato, oltre che alla differenza tra il prezzo medio degli scambi e il *cap* al contributo unitario, alla scarsità dei TEE disponibili che sono risultati essere meno del 50% dell'obiettivo aggiornato.

Contestualmente, in considerazione degli elevati prezzi riscontrati per effetto della scarsità dei TEE disponibili rispetto agli obiettivi previsti per l'anno d'obbligo 2020 e della conseguente impossibilità di raggiungere sia la quota minima di obiettivo 2020 sia la quota minima necessaria per accedere ai TEE "non derivanti dalla realizzazione di progetti di efficienza energetica", prima dell'adeguamento apportato dal decreto MiTE 21 maggio 2021, l'Autorità ha altresì valutato la possibilità di prevedere, in via eccezionale e con riferimento al solo anno d'obbligo 2020, il riconoscimento *una tantum* di parte degli extracosti sostenuti dai distributori per l'approvvigionamento dei TEE.

In esito alla consultazione con gli operatori di cui al documento 3 agosto 2021, 359/2021/R/efr, con la delibera 30 novembre 2021, 547/2021/R/efr, l'Autorità ha pertanto previsto un riconoscimento eccezionale forfettario di parte degli extracosti sostenuti dai distributori, a valere per il solo anno d'obbligo 2020. In particolare, confermando *in toto* quanto previsto nella fase di consultazione, è stata riconosciuta una componente addizionale eccezionale per l'anno d'obbligo 2020 pari a 7,26 €/TEE per ogni TEE consegnato in occasione del termine dell'anno d'obbligo 2020 a valere per l'obiettivo aggiornato.

Attività assegnate all'Autorità

Nel periodo in esame nella presente *Relazione Annuale*, oltre a quanto già illustrato, per effetto della ridefinizione dell'obiettivo annuale di risparmio energetico per l'anno d'obbligo 2020 e della definizione degli obiettivi a partire dal 2021, è stato necessario provvedere, rispettivamente:

- all'adeguamento degli obiettivi già comunicati, ai sensi della normativa allora vigente, alle istituzioni coinvolte e agli operatori;

- alla determinazione degli obiettivi per l'anno d'obbligo 2021, il primo definito dal decreto MiTE 21 maggio 2021.

Per quanto riguarda la determinazione per l'anno 2021, tenuto conto delle tempistiche di emanazione del decreto MiTE 21 maggio 2021, è stato ritenuto opportuno facilitare le modalità di raccolta dei dati adottate in passato, riducendo così gli oneri in capo ai soggetti regolati.

A tale fine, in particolare, con il comunicato agli operatori del 20 settembre 2021 è stato indicato che, in luogo di procedere con una richiesta dati *ad hoc*, l'individuazione e la ripartizione degli obblighi di risparmio energetico sarebbe stata effettuata sulla base del numero di clienti allacciati alle reti e dei quantitativi di energia elettrica e di gas distribuiti già comunicati all'Autorità nell'ambito dell'indagine annuale sui settori regolati, condotta ai sensi della legge istitutiva, prevedendo che gli operatori potessero far pervenire eventuali rettifiche dei dati dagli stessi già trasmessi e riportati nello stesso comunicato. Con la determina 10 novembre 2021, 16/2021 – DMRT, in esito al comunicato e decorso il tempo previsto, sono stati quindi determinati i distributori di energia elettrica e gas naturale soggetti agli obblighi e i corrispondenti valori quantitativi.

Con la medesima delibera 358/2021/R/efr di cui al paragrafo precedente, infine, è stato approvato lo schema di aggiornamento delle modalità di attuazione delle disposizioni di cui all'art. 14-*bis*, commi 6 e 8, del decreto interministeriale 11 gennaio 2017, trasmesso dal GSE ai sensi del medesimo art. 14-*bis*, al fine di tenere conto delle disposizioni introdotte dal decreto MiTE 21 maggio 2021, senza che ne fossero intaccati i sostanziali contenuti originari.

Monitoraggio retail

Il decreto legislativo n. 93/2011, 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 2020, il Rapporto 21 dicembre 2021, 605/2021/I/com (Rapporto 2020), illustra i principali esiti dell'attività di monitoraggio, descrivendo, ove possibile, l'evoluzione dei fenomeni rilevanti a partire dal 2012, il primo anno di monitoraggio. Coerentemente con i Rapporti precedenti, il Rapporto 2020 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 raggiunte tra i vari segmenti di clientela.

Il Rapporto è redatto dall'Autorità nell'ambito dell'attività di regolare e sistematica osservazione delle condizioni di funzionamento del mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica e di gas naturale.

Tutti i contenuti presenti nel Rapporto 2020 e nei precedenti Rapporti, dati e analisi del monitoraggio *retail*, unitamente a nuovi indicatori in corso di definizione, ove non già disponibili, sono in via di pubblicazione sulla pagina web del monitoraggio *retail* del sito dell'Autorità.

Molti dati afferenti ai punti serviti e ai cambi fornitore dei clienti che in precedenza erano trasmessi dagli operatori sono stati trasmessi dal Gestore del SII, che, tramite l'Ufficio del monitoraggio *retail*, ha supportato l'elaborazione di detti dati. La trasmissione dei dati da parte di soggetti differenti implica anche che gruppi di dati siano resi disponibili con frequenze e tempestività disomogenee tra loro. Ne consegue che, nonostante per alcuni fenomeni sia possibile pubblicare informazioni molto recenti sulla pagina web del monitoraggio *retail*, il rapporto annuale di monitoraggio analizza in maniera completa e coerente tutti i fenomeni monitorati relativi ad un medesimo anno, appena si rendano tutti disponibili.

I risultati dell'attività di monitoraggio *retail* per l'anno 2020, in primo luogo, confermano nel settore elettrico per i clienti altri usi allacciati in media tensione l'assenza di specifiche criticità rilevanti. In particolare, l'aumento della concentrazione è limitato e la dinamicità dei clienti è sostenuta. Pertanto, anche per tale anno, è possibile affermare che il funzionamento del mercato, con riferimento al segmento di clienti altri usi in media tensione, non richiede interventi regolatori specifici.

Per i clienti altri usi allacciati in bassa tensione le evidenze circa le dinamiche concorrenziali e la struttura del mercato della vendita mostrano, da un lato, alcuni incoraggianti segnali di vivacità e, dall'altro, anche aspetti che richiedono ulteriori verifiche. Nonostante gli incrementi di alcuni indici di concentrazione, i relativi livelli non sono tali da evidenziare criticità. Piuttosto è la loro tendenza ad aumentare nel tempo a rappresentare l'elemento di potenziale criticità, da monitorare con attenzione nei prossimi anni per valutarne gli eventuali impatti sullo sviluppo della concorrenza.

Per i clienti domestici del settore elettrico, si consolidano i segnali di leggero miglioramento del grado di concorrenzialità evidenziati negli ultimi anni, nonostante essa permanga ad un livello inferiore rispetto a quello dei non domestici.

Si consolidano i segnali di miglioramento del grado di concentrazione anche con riferimento ai clienti domestici e condomini del settore del gas naturale.

Le criticità che storicamente caratterizzano tali segmenti di mercato, che tuttora permangono, suggeriscono maggiore attenzione nel processo di accompagnamento, anche regolatorio, verso la completa liberalizzazione del mercato. Va posta particolare attenzione, in primo luogo, agli alti livelli di concentrazione, al permanere del vantaggio competitivo in capo agli esercenti i servizi di tutela e un non ancora sufficiente livello di capacità del cliente "medio" di tali tipologie nell'agire convenientemente nel mercato. Altri elementi suscettibili di essere approfonditi nell'attività a venire sono gli impatti:

- sui prezzi finali della maggiore differenziazione dell'offerta riscontrata nel segmento della clientela domestica rispetto a quella non domestica;

- nelle modalità con cui le variazioni dei prezzi di approvvigionamento nei mercati all'ingrosso possono o meno essere trasferite nelle offerte a disposizione dei clienti finali nei mercati a valle e nei prezzi pagati dai clienti.

Per entrambi i settori, gli elementi sopra riportati, relativi alla configurazione dei mercati e alla difficoltà dei clienti finali a orientarsi tra le offerte presenti nel libero mercato, devono essere tenuti in opportuna considerazione nel percorso di completa liberalizzazione previsto dalla legge n. 124/2017, che prevede la rimozione dei regimi di tutela, come illustrato nei paragrafi introduttivi del presente Capitolo. Ciò al fine di evitare che nel prossimo contesto di totale liberalizzazione i clienti non riescano a cogliere completamente l'occasione di beneficiare di tutte le opportunità offerte dal mercato libero.

Infine, ricordiamo che il sistema di monitoraggio *retail* 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 ed 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 allargandone il perimetro a dati e informazioni funzionali allo svolgimento di ulteriori attività istituzionali dell'Autorità.

Inoltre, si rafforza l'utilizzo dei dati estratti dal SII anche nell'ambito di attività di *enforcement* della regolazione.

In aggiunta al Rapporto annuale di monitoraggio *retail*, ai sensi delle disposizioni di cui all'art. 2, comma 6, del decreto del Ministero dello sviluppo economico del 31 dicembre 2020 recante "*Prime modalità per favorire l'ingresso consapevole dei clienti finali nel mercato libero dell'energia elettrica e del gas*" (di seguito: decreto ministeriale 31 dicembre 2020), l'Autorità è tenuta a trasmettere al Ministro della transizione ecologica (ex Ministro dello sviluppo economico e di seguito: MiTE) 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:

- a) azioni di cambio di fornitore, a livello nazionale e regionale;
- b) evoluzione del comportamento dei clienti finali, in cui sono esposti i risultati della nuova indagine demoscopica svoltasi tra maggio e settembre del 2021, indirizzata ai clienti domestici e non domestici a livello nazionale e 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;
- c) andamento dei prezzi offerti ai clienti finali, in cui vengono analizzate le offerte disponibili sul Portale Offerte, la spesa annua che alcuni clienti tipo otterrebbero consultando il Portale Offerte in ciascun mese dell'anno,

nonché gli approfondimenti effettuati su un campione di clienti usciti dal servizio di maggior tutela nel periodo luglio 2020-settembre 2021;

- d) 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;
- e) valutazione circa l'introduzione di misure regolatorie volte a rafforzare l'efficacia degli strumenti per la confrontabilità delle offerte.

Ai sensi del medesimo decreto, il rapporto di monitoraggio deve essere elaborato utilizzando le informazioni provenienti dal Sistema informativo integrato ogni sei mesi a decorrere dal 1° luglio 2021 e fino al 31 dicembre 2022 (di seguito: successivi aggiornamenti del Rapporto di monitoraggio al MiTE) ed è trasmesso al MiTE e alle Commissioni parlamentari competenti.

In data 27 luglio 2021 e 1° febbraio 2022, l'Autorità ha inviato i primi due rapporti di monitoraggio al MiTE, rispettivamente Rapporto 327/2021/I/com e 37/2022/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).

Servizi di contatto delle aziende di vendita di energia elettrica e di gas

I *call center* commerciali delle imprese di vendita di energia elettrica e gas rappresentano un importante canale di contatto per i clienti che necessitano di una interlocuzione immediata con il proprio fornitore. Le disposizioni regolatorie in vigore relative ai *call center* permettono di monitorare la qualità del servizio e assicurano una tutela di base ai clienti finali. In generale, i servizi telefonici costituiscono, infatti, un elemento centrale della qualità complessiva dei servizi di vendita e di *customer care* degli operatori elettrici e gas che si confrontano in un mercato concorrenziale.

Ai venditori è lasciata ampia libertà sulle scelte organizzative del servizio, in modo che ciascun operatore possa modularlo in funzione delle esigenze della propria clientela, nel rispetto degli obblighi minimi e degli standard generali per i servizi telefonici validi per tutti i venditori.

Per i venditori che servono meno di 10.000 clienti e con almeno l'85% dei clienti serviti in tre comuni limitrofi (art. 2, comma 2.4, del vigente Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale – TIQV) è prevista una disciplina semplificata, considerato che in questi casi il cliente entra in contatto diretto con il venditore tramite gli sportelli presenti sul territorio.

Nelle more della pubblicazione del Rapporto sui *call center* (che ha subito alcuni ritardi anche in conseguenza di richieste di rettifica dei dati pervenute da alcuni venditori, conseguenti alle difficoltà incontrate per via delle misure restrittive introdotte a livello nazionale per il contrasto e il contenimento del diffondersi del Covid-19), i risultati aggregati delle analisi dei dati raccolti sono riportati nei Capitoli 2 e 3 del Volume 1, nell'ambito dei paragrafi dedicati alla qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita di energia elettrica e gas.

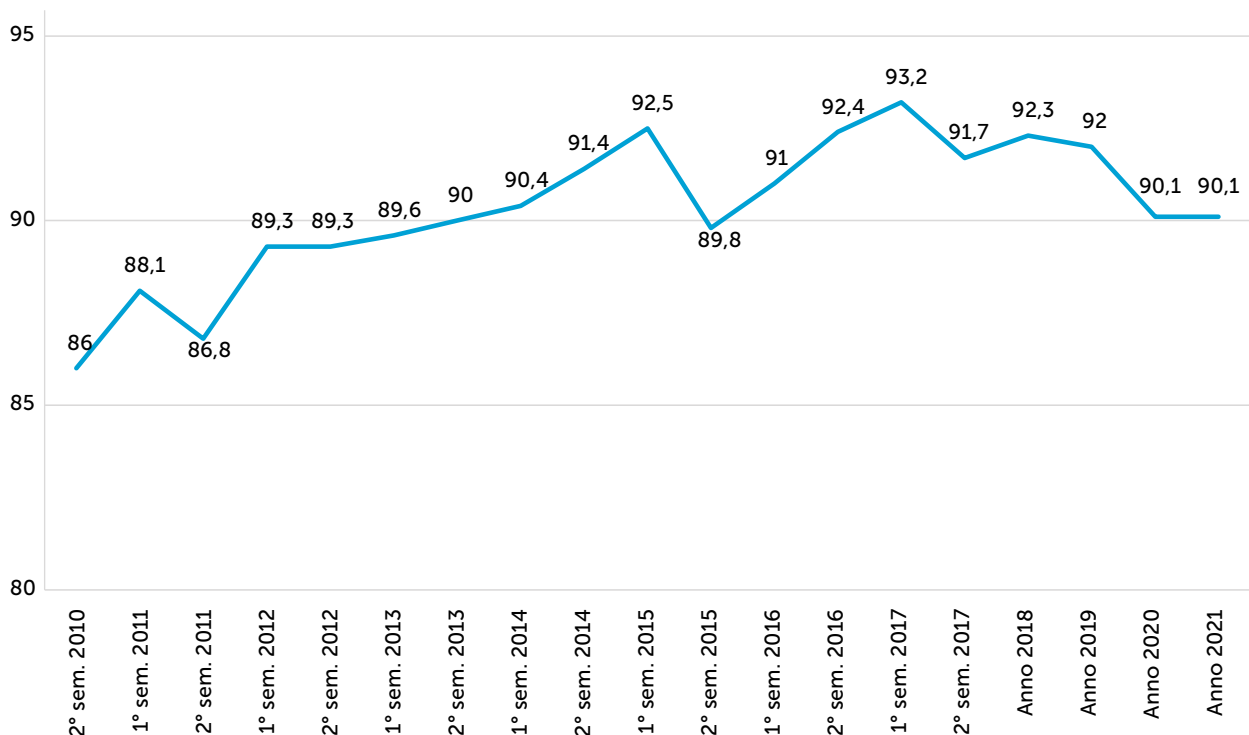
Il monitoraggio della qualità dei servizi telefonici risulta più incisivo sulle aziende di maggiori dimensioni (con più di 50.000 clienti), che, oltre a dover documentare il rispetto degli obblighi di servizio e degli standard generali, partecipano annualmente anche a un'indagine di soddisfazione di *call back* rivolta ai clienti che hanno effettivamente usufruito del servizio telefonico.

L'indagine ha l'obiettivo di acquisire direttamente dai clienti che hanno chiamato i *call center* una valutazione del loro grado di soddisfazione in relazione ai fattori di qualità del servizio e un giudizio complessivo in relazione alla chiamata effettuata.

L'indagine relativa all'anno 2021 (le cui istruzioni operative sono state approvate con la determina 21 ottobre 2021, 8/2021 – DACU) ha coinvolto 26 imprese di vendita (imprese con più di 50.000 clienti e che ricevono, in media, almeno 400 chiamate al giorno), che rappresentano 46,6 milioni di clienti elettrici e gas, rispetto a un totale di 55 aziende che trasmettono i dati relativi a 51 milioni di clienti elettrici e gas. Nell'ambito dell'indagine sono state effettuate 17.554 interviste telefoniche.

L'indice di soddisfazione complessivo (ICS) (Fig. 9.14) risulta stabile rispetto all'anno precedente, registrando un valore pari a 90,1. Il livello, che si conferma elevato, è indicativo, da un lato, della capacità delle aziende di erogare un servizio di qualità elevata e costante e, dall'altro lato, di una certa stabilità nelle aspettative dei clienti finali che, nell'ambito di una generale soddisfazione, sono focalizzate, in tutte le ultime edizioni dell'indagine, sulle stesse priorità, ossia contatti risolutivi e risposte coerenti.

FIG. 9.14 *Indice di soddisfazione – Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (II semestre 2010-2021)*



Fonte: ARERA, indagini sulla qualità dei *call center*.

Per quanto riguarda i motivi delle chiamate ai *call center*, dall'indagine emerge che, nel 43% dei casi, si tratta di richieste di informazioni; nel 31%, di richieste relative a una particolare pratica; nel 22%, di chiamate volte a risolvere un problema e nel 4% di chiamate relative a un reclamo. L'83% degli intervistati è riuscito a parlare con un operatore al primo tentativo, mentre il 17% degli intervistati è riuscito a parlare con un operatore con una chiamata successiva alla prima.

Migliora ulteriormente il dato dei clienti che si sono rivolti a un *call center* e hanno ottenuto l'informazione richiesta alla prima telefonata (79,5% vs 79,3% dello scorso anno); il 20,5% dei clienti ha dovuto telefonare più volte per ottenere una risposta conclusiva e, tra questi, il 30,6% (rispetto al 31,4% nel 2020) ha dichiarato di avere ottenuto risposte poco coerenti.

La capacità di risolvere il problema (33,6%), la chiarezza delle risposte fornite (20%) e il tempo per trovare la linea libera (17,8%) risultano essere i fattori che, a giudizio dei clienti, rivestono una importanza maggiore per valutare la qualità del servizio fornito dal *call center* (Tav. 9.7).

TAV. 9.7 Fattori di qualità del servizio telefonico: importanza e insoddisfazione (2021)

FATTORI DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO TELEFONICO	PESO 2021	INSODDISFAZIONE %
Capacità di risolvere rapidamente il problema	33,6	10,5
Chiarezza delle risposte	20	6
Tempo per trovare la linea libera	17,8	5,8
Cortesia dell'operatore	11,5	2,6
Tempo di attesa per parlare con l'operatore	9,6	6,8
Semplicità del sistema di risposte automatiche	7,5	5,4

Fonte: ARERA, Indagine di soddisfazione sulla qualità dei servizi telefonici.

La capacità di risolvere il problema (10,5%), il tempo di attesa per parlare con un operatore (6,8%) e il tempo di attesa per trovare la linea libera (5,8%) sono i fattori che hanno raccolto il maggior grado di insoddisfazione nel giudizio da parte dei clienti e, dunque, sono i profili sui quali i venditori devono investire maggiormente per venire incontro alle esigenze dei clienti e accrescere l'indice di gradimento.

Per completare il quadro dei servizi di *customer care*, il TIQV richiede ai venditori informazioni facoltative sulla disponibilità di una o più modalità di contatto ulteriore rispetto al servizio telefonico, che consenta al cliente finale di ottenere informazioni o gestire pratiche.

Per l'anno 2021, su un totale di 55 aziende che trasmettono i dati, 34 hanno dichiarato di mettere a disposizione dei clienti, oltre a un *call center*, anche sportelli territoriali e "sportelli virtuali", questi ultimi accessibili via internet, tramite PC o *smartphone*; attraverso questi canali, i clienti possono reperire informazioni sul proprio contratto, gestire le proprie pratiche, effettuare pagamenti. 28 aziende hanno sviluppato e messo a disposizione servizi attraverso applicazioni specifiche per *smartphone* (APP, servizi *social*, ecc.).

In linea generale, anche l'indagine relativa all'anno 2021 conferma la tendenza a un progressivo sviluppo di servizi di contatto complementari al *call center*, che permettono ai clienti di ottenere informazioni e di gestire pratiche anche in orari e giorni in cui i medesimi *call center* non sono operativi.

Misure straordinarie per l'aumento dei prezzi delle materie prime

L'Autorità, in attuazione della legge n. 30 dicembre 2021, n. 234 (legge di bilancio 2022), ha definito, con la delibera 30 dicembre 2021, 636/2021/R/com, le modalità per la rateizzazione degli importi relativi alle fatture emesse nel periodo compreso tra il 1° gennaio 2022 e il 30 aprile 2022 che tutti i venditori (sia dei servizi di tutela sia del mercato libero) sono tenuti a offrire ai clienti domestici di energia elettrica e gas naturale che risultino inadempienti al pagamento delle fatture emesse in tale periodo.

Più in particolare, i venditori, prima di eseguire le procedure di sospensione della fornitura di energia elettrica e gas naturale, devono offrire al cliente finale inadempiente, in una comunicazione di sollecito di pagamento, se effettuata, e in ogni caso nella comunicazione di costituzione in mora, un piano di rateizzazione, senza applicazione di interessi, che preveda:

- una periodicità di rateizzazione pari a quella di fatturazione ordinariamente applicata al cliente finale, con un numero di rate complessivamente pari al numero di fatture emesse, di norma, in 10 mesi e ciascuna di valore non inferiore a 50 euro;
- una prima rata di valore pari al 50% dell'importo oggetto del piano di rateizzazione e quelle successive di ammontare costante.

La modulazione degli importi oggetto di rateizzazione evita che, alla fine del periodo di rateizzazione, a causa del cumulo delle rate, il cliente finale debba pagare importi complessivamente molto elevati, in quanto comprensivi non solo degli importi delle rate residue, ma anche dell'importo della singola fattura non più oggetto di rateizzazione.

Il venditore può, se lo ritiene, negoziare un diverso accordo, per meglio rispondere alle esigenze del cliente, nei limiti di quanto previsto dalla legge di bilancio 2022. La delibera, inoltre, definisce le modalità per l'erogazione ai venditori dell'anticipo degli importi oggetto di rateizzazione eccedenti il 3% dell'importo delle fatture emesse nei confronti della totalità dei clienti finali domestici da ciascuno serviti entro il mese successivo alla proposta al cliente finale del piano di rateizzazione. Sono altresì definite le modalità e le tempistiche per la restituzione da parte dei venditori degli importi erogati entro le scadenze della legge di bilancio 2022, la quale prevede il versamento di almeno il 70% degli importi anticipati entro il 31 dicembre 2022 e la quota restante entro il 31 dicembre 2023.



CAPITOLO

10



**TUTELA
DEI CONSUMATORI**

INTERSETTORIALE

Richieste di informazioni, reclami e controversie di clienti e utenti finali

Nel presente paragrafo si forniscono dati e aggiornamenti relativi agli strumenti di informazione, trattazione di reclami, istanze e segnalazioni e risoluzione delle controversie, appartenenti al sistema di tutele per i clienti e utenti finali dei settori regolati, gestiti in avalimento, per conto dell'Autorità, da Acquirente unico mediante lo Sportello per il consumatore energia e ambiente (Sportello) e il Servizio conciliazione.

Anche nel 2021, tali servizi, pur a fronte delle restrizioni nazionali connesse all'emergenza sanitaria, sono stati regolarmente garantiti, in virtù della loro natura prevalentemente online, nonché della tempestiva adozione, da parte dell'Autorità, di specifiche misure procedurali e operative per il loro svolgimento. In particolare, il termine massimo per la conclusione delle procedure dinanzi al Servizio conciliazione è stato fissato dall'Autorità in 180 giorni solari (anziché 120) per l'intera durata dello stato emergenziale connesso alla pandemia, ferma restando la gestione degli adempimenti funzionali alla partecipazione delle parti e, più in generale, delle medesime procedure, improntata alla massima flessibilità, attraverso il ricorso agli ordinari meccanismi del rinvio e dell'aggiornamento degli incontri; per quanto riguarda il *call center* dello Sportello, invece, è stato confermato il servizio di *call back* per i clienti o utenti in caso di linea occupata, quale alternativa a ulteriori tentativi telefonici o alla formulazione del quesito per iscritto.

Sotto il profilo prettamente regolatorio e, in particolare, della progressiva estensione dei suddetti strumenti ai settori ambientali, con la delibera 13 luglio 2021, 301/2021/E/com, l'Autorità ha ampliato il novero dei gestori del settore idrico obbligati alla partecipazione al Servizio conciliazione dell'Autorità, prevedendo che, a far data dal 1° gennaio 2022, tale obbligo riguardasse quei gestori che servono, in uno o più ATO di competenza, un minimo di 100.000 abitanti residenti (in tal modo raggiungendo una quota di popolazione nazionale interessata da tali disposizioni regolatorie pari a circa l'84%). Con tale provvedimento, inoltre, è stata prevista, anche per il settore idrico, l'applicazione della disciplina abbreviata per l'attivazione del Servizio conciliazione, oltre che nella ipotesi di sospensione della fornitura, anche in caso di allegazione, da parte dell'utente finale, della costituzione in mora inviata dal gestore, nella quale sia indicata la data a partire dalla quale potrà essere effettuata l'eventuale limitazione, sospensione o disattivazione della fornitura, per una fattura tempestivamente contestata con il reclamo (con efficacia sempre a decorrere dal 1° gennaio 2022).

Dal 1° luglio 2021, invece, in forza della delibera 15 dicembre 2020, 537/2020/E/tlr, gli utenti del telecalore hanno potuto fruire dei servizi di *contact center* dello Sportello e attivare, per la problematica insorta con l'operatore e non risolta mediante il reclamo, il Servizio conciliazione dell'Autorità, quale strumento di secondo livello.

È proseguita, poi, l'attività di *enforcement* connessa ai provvedimenti che disciplinano gli strumenti afferenti al sistema di tutele. In particolare, con le delibere 23 marzo 2021, 114/2021/E/com, e 9 dicembre 2021, 557/2021/E/com, l'Autorità ha intimato a 8 operatori dei settori energetici l'adempimento dell'obbligo partecipativo alle procedure conciliative dinanzi al Servizio conciliazione dell'Autorità, di cui all'art. 9, comma 9.4, del Testo integrato conciliazione – TICO (Allegato A alla delibera 5 maggio 2016, 209/2016/E/com), previa abilitazione alla piattaforma telematica del Servizio medesimo o suo perfezionamento. Con la delibe-













ra 13 aprile 2021, 145/2021/E/com, invece, l'Autorità ha intimato a 54 operatori e a 6 gestori l'adempimento dell'obbligo di fornire riscontro alle richieste di informazioni, rimaste inevase, trasmesse dallo Sportello, nell'ambito della gestione delle procedure speciali risolutive per i settori energetici e dei reclami di seconda istanza per il settore idrico, di cui, rispettivamente, alle delibere 14 luglio 2016, 383/2016/E/com e 1° febbraio 2018, 55/2018/E/idr.

In tema di evoluzione digitale degli strumenti, nel 2021 è stata implementata la modalità di accesso e identificazione mediante SPID al portale telematico dello Sportello per i clienti e utenti finali e i loro delegati, in linea con la normativa vigente in materia.

Nella logica di alternatività e complementarità fra strumenti di risoluzione extragiudiziale delle controversie, nel 2021 sono state effettuate, con determina della Direzione competente, 3 nuove iscrizioni nell'Elenco ADR istituito dall'Autorità, ai sensi del Titolo II-bis, Parte V, del Codice del consumo, per un totale, a fine 2021, di 29 Organismi iscritti (inclusi il Servizio conciliazione e 7 Organismi di conciliazione paritetica). Nei settori dell'energia, si ricorda, i clienti finali possono esperire il tentativo obbligatorio di conciliazione, in alternativa al Servizio conciliazione, presso i predetti Organismi ADR (se clienti domestici) o le Camere di commercio aderenti all'apposita convenzione sottoscritta fra Autorità e Unioncamere (50 al 31 dicembre 2021). Gli Organismi ADR hanno registrato, nel 2021, 1.478 domande di conciliazione.

Nella tavola 10.1, infine, sono riportati i volumi in ingresso allo Sportello e al Servizio conciliazione nel 2021. Si assiste, complessivamente, a un incremento generalizzato di tali volumi per gli strumenti ivi indicati: si segnalano, in particolare, per tutti i settori, le oltre 630.000 chiamate al *call center* pervenute in orario di servizio a fronte delle circa 480.000 chiamate nel 2020 e, per i soli settori energetici, circa 11.000 richieste in più, da un anno all'altro, di attivazione di procedure speciali informative. Per un'analisi di dettaglio di ciascuna attività, si rinvia alle successive sezioni del presente paragrafo.

TAV. 10.1 Sistema di tutele: volumi in ingresso allo Sportello e al Servizio conciliazione per i settori energia elettrica, gas, idrico e rifiuti (2021)

ATTIVITÀ E SETTORI			ANNO 2021
Livello base	Chiamate al <i>call center</i> 800.166.654 (pervenute in orario di servizio)		605.608
			24.475
	Richieste scritte di informazioni		18.834
			1.207
	Richieste di attivazione di procedure speciali informative		43.756
	Reclami di secondo livello reindirizzati con informativa sulle conciliazioni		2.041
		193	
Secondo livello	Domande al Servizio conciliazione	 (conciliazione obbligatoria)	16.795
		 (conciliazione facoltativa)	3.633
	Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive		11.298
	Reclami di secondo livello		3.449
Gestione transitoria delle comunicazioni nel settore dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati			140

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Sportello per il consumatore energia e ambiente e Servizio conciliazione.

Reclami e prestazioni di qualità commerciale

Con il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV), Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com, l'Autorità ha disciplinato le attività connesse ai reclami e alle richieste scritte di informazioni, alle richieste scritte di rettifica di fatturazione, alle rettifiche di doppia fatturazione e al servizio telefonico commerciale.

Le principali prestazioni commerciali sono sottoposte a standard specifici e generali, che devono essere rispettati sia dai venditori del mercato libero che dagli esercenti i servizi regolati.

Nei casi di mancato rispetto degli standard specifici, ai clienti devono essere riconosciuti indennizzi automatici, di entità crescente al crescere del ritardo con cui la prestazione viene effettuata, qualora la causa del mancato rispetto dipenda dai venditori stessi. I venditori possono prevedere standard di qualità ulteriori rispetto a quelli stabiliti dall'Autorità.

Al fine di monitorare l'esecuzione delle prestazioni, sono previsti obblighi di comunicazione di dati in capo a tutti i venditori di energia elettrica e gas. Ciò consente di verificare le modalità di applicazione del TIQV, il grado di rispetto degli indicatori e degli standard di qualità e i tempi medi di effettuazione delle diverse prestazioni. I dati trasmessi dai venditori includono le informazioni sul numero dei casi di mancato rispetto degli standard per cause imputabili al venditore, a terzi o a cause di forza maggiore, e la corretta corresponsione degli indennizzi.

Nel corso del 2021, le elaborazioni degli indicatori aziendali introdotti con la delibera 5 dicembre 2018, 623/2018/R/com, ai fini dell'analisi comparativa prevista dall'art. 36, comma 36.4, del TIQV, hanno subito alcuni ritardi in ragione delle numerose richieste di rettifica e della trasmissione dei dati da parte degli operatori oltre i termini previsti, conseguenze delle difficoltà incontrate da alcuni venditori connesse alle misure restrittive introdotte a livello nazionale per il contrasto e il contenimento del diffondersi del Covid-19. I risultati delle analisi effettuate a livello aggregato, invece, sono stati utilizzati per il Rapporto di monitoraggio *retail* (Rapporto 21 dicembre 2021, 605/2021/I/com) e sono stati pubblicati sul sito internet dell'Autorità.

I dati di qualità commerciale della vendita relativi al 2021 sono stati trasmessi da 549 operatori, che rappresentano oltre 53,6 milioni di clienti elettrici e clienti gas.

524 imprese di vendita hanno dichiarato di aver fornito nell'anno almeno un cliente finale e hanno comunicato di aver complessivamente ricevuto 473.146 reclami (in calo dell'11,36% rispetto ai 533.806 dell'anno precedente), di cui il 61,09% è riconducibile a clienti del settore elettrico, il 33,06% a clienti del settore del gas e il 5,86% a clienti *dual fuel*.

Per quanto riguarda i principali argomenti oggetto di reclamo da parte dei clienti dei settori elettrico e gas, il 43,58% riguarda la fatturazione, il 13,31% i contratti, il 12,25% il mercato, l'11,18% la morosità e la sospensione della fornitura. Questi quattro argomenti rappresentano l'80,32% dei reclami complessivamente ricevuti dagli operatori che hanno comunicato i dati. A seguire, connessioni, lavori e qualità tecnica della fornitura rappresentano il 6,75% dei reclami, la misura il 6,46%, la qualità commerciale il 2,56%, il bonus sociale lo 0,76%. Infine, altri argomenti non classificabili nei precedenti rappresentano il 3,00%, mentre lo 0,15% dei reclami riguarda argomenti che esulano dalle competenze dei venditori (canone tv, ecc.).

Le richieste di informazioni scritte sono risultate nell'anno 388.745 (in aumento del 4,9% rispetto all'anno precedente). Di queste, il 58,69% è attribuibile al settore elettrico, il 34,23% al settore gas e il 7,08% ai clienti *dual fuel*.

Per quanto concerne i principali argomenti oggetto di richieste di informazioni da parte dei clienti dei settori energetici, il 41,36% riguarda la fatturazione, il 19,90% i contratti, l'8,42% le connessioni, i lavori e la qualità tecnica della fornitura, il 7,71% il mercato, il 7,08% la morosità e la sospensione della fornitura. A seguire, la misura (2,04%), la qualità commerciale (2,01%) e il bonus sociale (1,41%). Infine, altri argomenti non classificabili nei precedenti rappresentano il 9,17%, mentre lo 0,90% delle richieste riguarda argomenti che esulano dalle competenze dei venditori (canone tv, ecc.).

Per quanto riguarda le altre prestazioni di qualità commerciale sottoposte a regolazione, nel 2021 sono state registrate 20.928 rettifiche di fatturazione, in diminuzione del 30,21% rispetto all'anno precedente, e 1.535 rettifiche

di doppia fatturazione, in netta diminuzione (- 65%) rispetto allo scorso anno. Entrambe le tipologie di richiesta risultano molto contenute rispetto al complesso delle fatture emesse ai clienti nell'anno.

Analizzando i dati per tipo di mercato, si rileva che il 70,96% dei reclami, il 77,40% delle rettifiche di fatturazione, il 70,96% delle rettifiche di doppia fatturazione e l'81,21% delle richieste di informazioni si riferiscono a clienti del mercato libero.

Il numero di indennizzi pagati nell'anno ai clienti per le diverse prestazioni ammonta a 45.424, per un importo complessivo di oltre 1,9 milioni di euro. Il ritardo nella risposta ai reclami rappresenta il 93,82% del totale degli indennizzi pagati, mentre il ritardo per le rettifiche di fatturazione e per rettifiche di doppia fatturazione rappresenta, rispettivamente, il 5% e l'1,1% del totale degli indennizzi corrisposti ai clienti.

Per ulteriori elementi di dettaglio sui dati suesposti, si rinvia ai paragrafi sulla qualità commerciale del servizio di vendita di energia elettrica e gas naturale dei Capitoli 2 e 3 del Volume 1.

Oltre all'analisi dei dati trasmessi dai venditori, ogni anno l'Autorità effettua un'indagine di *customer satisfaction* sulla qualità delle risposte ai reclami scritti e alle richieste di informazioni, prevista dall'art. 38 del TIQV, intervistando i clienti che sono risultati destinatari di una risposta scritta. L'indagine ha l'obiettivo di acquisire, direttamente dai clienti destinatari di una risposta scritta dal venditore, un giudizio di soddisfazione sui diversi fattori di qualità.

Con la determina 19 maggio 2021, 5/2021 – DACU, sono state approvate le istruzioni per l'indagine per l'anno 2021. Nell'indagine sono state coinvolte 18 imprese, che rappresentano circa 43 milioni di clienti (contabilizzando insieme clienti elettrici e gas), pari all'80,71% dei clienti complessivi. Sono state effettuate 9.600 interviste CATI (interviste telefoniche)/CAWI (interviste via web) per l'indagine sulla qualità delle risposte ai reclami e 1.500 interviste per la qualità delle risposte alle richieste di informazioni.

Per quanto riguarda l'indagine reclami, il 61,7% dei clienti intervistati si è dichiarato complessivamente soddisfatto della risposta ricevuta, mentre il 38,3% è insoddisfatto. Il 15,6% degli insoddisfatti ha affermato di essere gravemente insoddisfatto. Rispetto all'anno precedente si riscontra un miglioramento complessivo del 2,9% nella soddisfazione dei clienti intervistati.

Analizzando nel dettaglio, i clienti titolari di contratto sono risultati soddisfatti in misura maggiore alla media, totalizzando il 63,5%, mentre meno soddisfatti risultano essere i delegati: i delegati non professionali (figli, parenti, amici del titolare) risultano soddisfatti al 56,9%, mentre i giudizi più negativi si riscontrano tra i professionisti delegati (associazioni dei consumatori, consulenti energetici, commercialisti, ecc.), soddisfatti solo al 56,3%.

Analizzando i dati per tipologia di mercato, i clienti del mercato libero totalizzano livelli di soddisfazione leggermente inferiori alla media (60,0%), mentre percentuali più elevate sono state riscontrate per i clienti del mercato tutelato (66,7%).

Se si analizzano i risultati considerando se il reclamo è stato risolto o meno, coloro che hanno trovato risoluzione sono risultati soddisfatti del trattamento all'88,5% (in miglioramento rispetto al precedente anno in cui si

registrava l'85%), mentre coloro che non hanno risolto il reclamo giudicano soddisfacente il trattamento al 27,1% (in miglioramento rispetto all'anno precedente in cui si registrava il 22%). A tale proposito si rileva che il 38,1% del campione non ha risolto il problema con il reclamo (dato in leggero peggioramento rispetto al 38,6% dello scorso anno).

Vi è da rilevare che, prima di presentare il reclamo scritto (era possibile dare una risposta multipla), il 51,7% dei clienti si era rivolto al *call center* aziendale, il 18,6% aveva provato con altri canali dell'azienda, il 12,4% aveva presentato un reclamo, il 6,6% si era rivolto ad altri punti di contatto aziendali fisici, il 2,7% si era rivolto a un legale di fiducia o a un commercialista, mentre il 2,0% ha dichiarato di essersi rivolto a una associazione di consumatori e il 2,1% allo Sportello per il consumatore energia e ambiente. Poco più della metà dei clienti intervistati, pertanto, ha presentato reclamo scritto dopo diversi contatti e passaggi e precedenti reclami. Quest'ultimo dato relativo ai precedenti reclami appare in diminuzione e, dunque, registra un miglioramento, rispetto al precedente anno, in cui si era registrato il 19,6%.

Per quanto riguarda i motivi di reclamo (era possibile dare una risposta multipla), nel 60,7% dei casi il cliente intervistato ha dichiarato problemi inerenti alla fatturazione; a seguire, le vicende contrattuali pesano per il 20,8%, i temi della misura rappresentano il 9,7%, la morosità e la sospensione l'8,8%, i temi del mercato e della qualità tecnica incidono, rispettivamente, per il 7,0% e il 6,2%. La qualità commerciale pesa per il 4,5%, il bonus sociale per l'1,6%, mentre altri motivi non riconducibili a quelli precedenti sono stati citati nello 0,4% dei casi.

Nel dettaglio, ai clienti intervistati è stato chiesto di valutare, in una scala di soddisfazione da 1 a 5, otto fattori di qualità della risposta e, nella misura in cui il giudizio espresso era di insoddisfazione, sono state proposte alcune domande ulteriori, per cercare di individuare con più precisione i motivi della valutazione (Tav. 10.2).

TAV. 10.2 *Importanza attribuita dai clienti ai fattori della qualità della risposta e insoddisfazione (2021)*

FATTORI DELLA QUALITÀ DELLA RISPOSTA	PESO 2021	INSODDISFAZIONE
Chiarezza sui tempi in cui il problema è stato o verrà risolto	18,1%	38,5%
Motivazioni fornite dall'azienda per considerare fondato o infondato il reclamo	16,2%	36,9%
Completezza delle indicazioni sulle modalità in cui verrà risolto il reclamo	16,1%	37,9%
Comprensibilità e chiarezza del linguaggio	15,3%	17,6%
Precisione e completezza dei riferimenti ai motivi del reclamo	10,9%	29,3%
Precisione e completezza dei riferimenti relativi all'utenza	9,7%	23,3%
Chiara indicazione di un referente aziendale per chiarimenti	9,6%	32,6%
Documentazione allegata	4,1%	21,7%

Fonte: ARERA, Indagine di soddisfazione sulle risposte ai reclami e alle richieste di informazione.

I fattori su cui si concentra in maniera rilevante l'insoddisfazione sono: la chiarezza sui tempi in cui il problema è stato o verrà risolto (38,5% di insoddisfatti); la completezza delle indicazioni sulle modalità con cui verrà risolto il reclamo (37,9% di insoddisfatti); le motivazioni fornite dall'azienda per considerare fondato o infondato il reclamo (36,9% di insoddisfatti); la comprensibilità e la chiarezza del linguaggio (17,6% di insoddisfatti); la chiara indicazione di un referente aziendale per eventuali ulteriori chiarimenti (32,6% di insoddisfatti); la precisione e la completezza dei riferimenti ai motivi del reclamo (29,3%).

L'indice di soddisfazione complessiva (ICS) per il 2021, per l'intero campione di indagine, è pari a 68,5 su 100, valore che risulta superiore a quello rilevato nel 2020 (63,8).

L'indagine di soddisfazione sulla qualità delle risposte alle richieste di informazioni scritte, invece, evidenzia un livello di soddisfazione complessiva decisamente più alto, con un ICS di 87,4, in aumento rispetto all'anno precedente (+2,3). 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 l'85% degli intervistati ha dichiarato che il motivo dell'invio della richiesta scritta era di ottenere informazioni specifiche per risolvere un problema.

Correlando i dati sull'insoddisfazione registrata con l'importanza attribuita dai clienti ai singoli fattori di qualità, emerge che i fattori su cui è necessario intervenire prioritariamente risultano essere quelli relativi alla "chiarezza sui tempi in cui il problema verrà risolto", alla "completezza delle indicazioni sui modi in cui il problema verrà risolto" e alle "motivazioni fornite dall'azienda per considerare fondato o infondato il reclamo"; questi fattori, oltre a registrare alti livelli di insoddisfazione, assumono anche un peso rilevante nella valutazione di importanza da parte dei clienti.

Le indagini sono state anche l'occasione per verificare la conoscenza, da parte dei clienti, di alcune caratteristiche del servizio. Il 14% 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 60,2%, invece, non era a conoscenza dell'esistenza di standard specifici e generali, mentre il 25,8% ne aveva sentito parlare ma non era in grado di descriverli.

Il 50,8% di chi ha presentato una richiesta di informazioni non era a conoscenza dell'esistenza di standard specifici e generali, il 31,6% ne aveva sentito parlare ma non era in grado di descriverli, il 17,6% ha dichiarato di conoscere gli standard ed è stato in grado di citare quelli associati alla tempestività e completezza delle risposte ai reclami, alla fatturazione e alla qualità tecnica.

L'indagine di soddisfazione sulla qualità della risposta alle richieste di informazioni è stata effettuata anche per verificare se possano esservi, da parte dei venditori, inesattezze nella classificazione delle richieste ricevute come richieste di informazioni, anziché come reclami. Sotto questo profilo, dei 1.500 clienti che hanno accettato di essere intervistati dopo essere stati contattati, perché presenti nelle liste predisposte dai venditori per l'indagine, 30 (pari al 2%) hanno dichiarato all'inizio dell'intervista di avere inoltrato un reclamo, e non una richiesta di informazioni, ed è stato di conseguenza sottoposto loro il questionario relativo all'indagine reclami. Anche questo dato risulta complessivamente in miglioramento rispetto all'anno precedente.

Sportello per il consumatore energia e ambiente: l'informazione ai clienti e utenti finali

Call center

Nel 2021, il *call center* dello Sportello ha ricevuto 630.083 chiamate in orario di servizio (Tav. 10.3), in deciso aumento rispetto al 2020 (+ 31%). Le chiamate gestite ammontano a 563.816; 66.267 sono state abbandonate dai clienti o utenti finali senza attendere la risposta dell'operatore. Tenuto conto del notevole incremento annuo del

numero di chiamate gestite (+120.000 circa da un anno all'altro) e di quanto specificato in seguito riguardo alla molteplicità di quesiti posti per ciascuna chiamata (si veda Tav. 10.6), il tempo medio di attesa e il tempo medio di conversazione nel 2021 si attestano, rispettivamente, a 229 secondi e 241 secondi, in aumento rispetto al 2020 (174 secondi e 227 secondi).

TAV. 10.3 Chiamate pervenute al call center dello Sportello (2021)

	TOTALE PERVENUTE	PERVENUTE (ORE 8-18)	CHIAMATE GESTITE			ABBANDONATE SENZA RISPOSTA DELL'OPERATORE	CHIAMATE FUORI ORARIO	ATTESA MEDIA (SECONDI)	DURATA MEDIA CONVERSAZIONE (SECONDI)
			TOTALI	DI CUI CON OPERATORE	DI CUI CON RISPONDITORI AUTOMATICI				
TOTALE 2021	737.555	630.083	563.816	563.816	-	66.267	107.472	229	737.555

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip.

In confronto al 2020, aumenta di 5 p.p. il tasso percentuale delle chiamate da rete fissa (25%); le chiamate da rete mobile, invece, ammontano al 75% del totale (Tav. 10.4).

TAV. 10.4 Distribuzione chiamate pervenute al call center dello Sportello fra rete fissa e rete mobile (*) (2021)

2021	
Rete fissa	25%
Rete mobile	75%

(*) In e fuori orario di servizio.

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip.

La quasi totalità delle chiamate gestite dal *call center* dello Sportello nel 2021 ha interessato i settori dell'energia elettrica e del gas (96%). In merito agli argomenti di tali chiamate, sulla base del servizio selezionato dal chiamante (Tav. 10.5), si confermano, anche nel 2021, i primi tre argomenti per volume di chiamate registrati nel biennio precedente; in particolare, considerando sia i settori energetici che l'idrico, al bonus sociale è riconducibile una chiamata su due (268.273 per l'energia e 15.391 per l'idrico), anche in ragione dell'avvio del riconoscimento automatico del bonus sociale per disagio economico, mentre il 22% e l'11% del totale delle chiamate hanno interessato, rispettivamente, le modalità di risoluzione delle controversie (120.323 per l'energia e 1.821 per l'idrico) e le pratiche in gestione presso lo Sportello (58.813 per l'energia e 3.795 per l'idrico).

TAV. 10.5 *Principali argomenti delle chiamate gestite dal call center dello Sportello per servizio selezionato dal chiamante (2021)*

SERVIZIO	2021					
	ELETTRICO E GAS		IDRICO		TOTALE	
Bonus sociale	268.273	50%	15.391	71%	283.664	50%
Modalità di risoluzione delle controversie	120.323	22%	1.821	8%	122.144	22%
Diritti e regolazione	44.844	8%	782	4%	45.626	8%
Pratiche presso lo Sportello	58.813	11%	3.795	17%	62.608	11%
Portale Offerte, Portale Consumi e Gruppi di acquisto accreditati	27.238	5%	-	-	27.238	5%
Servizio a tutele gradualali (*)	22.536	4%	-	-	22.536	4%
% TOTALE BONUS SOCIALE		49,5%		71%		50%
% TOTALE ALTRI ARGOMENTI		50,5%		29%		50%

(*) Attivo dal 15 febbraio 2021.

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip e CContact.

È opportuno precisare che, nel corso della medesima chiamata, potrebbe essere posto più di un quesito all'operatore del *call center*, anche con riferimento ad argomenti, e addirittura settori, differenti; potrebbe altresì essere selezionato un tasto dell'albero fonico non del tutto coerente con la richiesta specifica che il chiamante intende porre. Nella successiva tavola 10.6 sono, dunque, riportati gli argomenti delle chiamate sulla base dell'effettivo contenuto di ciascuna conversazione, con i relativi valori percentuali. Si conferma, anche sulla base di tale rilevazione, la prevalenza dell'argomento bonus sociale (45%); a seguire, i quesiti sulla regolazione applicabile alla fattispecie di interesse del chiamante (30%) e sulle modalità di risoluzione delle controversie (17%). Sono state, infine, 17.175 le chiamate del 2021 nelle quali sono state fornite informazioni sul superamento delle tutele di prezzo nei settori energetici (quasi il doppio di quanto registrato nel 2020).

TAV. 10.6 *Principali argomenti dei quesiti ricevuti dal call center dello Sportello (2021)*

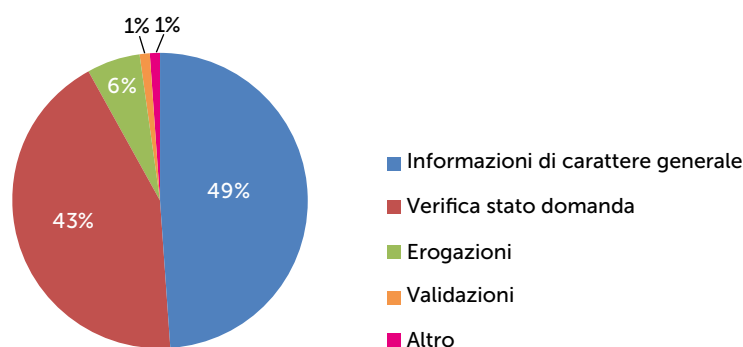
SERVIZIO	2021		
	ELETTRICO E GAS	IDRICO	TOTALE
Bonus sociale	44%	65%	45%
Modalità di risoluzione delle controversie	18%	9%	17%
Diritti e regolazione	30%	14%	30%
Pratiche presso lo Sportello	6%	12%	6%
Portale Offerte, Portale Consumi e Gruppi di acquisto accreditati	1%	-	1%
Servizio a tutele gradualali (*)	1%	-	1%
Di cui bonus sociale	44%	65%	45%
Di cui altri argomenti	56%	35%	55%

(*) Attivo dal 15 febbraio 2021.

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati CContact.

In ragione della prevalenza dell'argomento del bonus sociale fra le chiamate gestite dal *call center*, si fornisce di seguito (Fig. 10.1) un'elaborazione relativa ai principali sub-argomenti per tutti i settori, anch'essi strettamente connessi all'avvio dell'automatismo. In particolare, nel 49% dei casi sono state formulate richieste di informazioni di carattere generale (+32 p.p. rispetto al 2020), mentre il 43% delle chiamate ha interessato lo stato di avanzamento della pratica di bonus (-28 p.p. rispetto al 2020).

FIG. 10.1 Focus sui principali argomenti canale bonus relativamente alle chiamate gestite dal call center dello Sportello (2021)



Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip e CContact.

Riguardo al servizio di *call back*, attivo da aprile 2020, il ricontatto è solitamente avvenuto nel corso delle successive 24 ore lavorative, compatibilmente con la disponibilità degli operatori legata ai volumi di chiamate in ingresso. Nel 2021 è stato tentato il ricontatto di 2.768 chiamanti (7.621 nel periodo aprile-dicembre 2020), con questi esiti: le informazioni richieste sono state fornite nel 62% dei casi; il chiamante non ha risposto all'operatore del *call center* nel 26% dei casi; il 5% dei chiamanti ha dichiarato il venir meno del motivo del contatto; nel 7% dei casi, infine, i consumatori avevano già ricontattato autonomamente, con successo, lo Sportello.

Gli argomenti oggetto delle 1.726 chiamate gestite mediante *call back* (già compresi nella rilevazione di cui alla Tav. 10.6) sono riportati nella tavola 10.7.

TAV. 10.7 Principali argomenti delle chiamate gestite dal call center dello Sportello mediante *call back* (2021)

Bonus sociale	38%
Modalità di risoluzione delle controversie	3%
Informazioni sulla regolazione	55%
Pratiche presso lo Sportello	1%
Portale Offerte, Portale Consumi e Gruppi di acquisto accreditati	1%
Servizio a tutele gradualali (*)	2%
TOTALE	100%

(*) Attivo dal 15 febbraio 2021.

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Nel 2021 il *call center* dello Sportello ha confermato il rispetto degli standard di qualità previsti dal TIQV (Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale, Allegato A alla

delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com) per i *call center* dei venditori dei settori energetici, con riguardo all'accessibilità e al livello di servizio, pari, rispettivamente, al 97% e all'89,5% (Tav. 10.8).




TAV. 10.8 *Livelli di servizio per il call center dello Sportello (2021)*

	2021
Accessibilità al servizio (AS) - %	97%
Tempo medio di attesa (TMA) - sec.	229
Livello di servizio (LS) - %	89,5%

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip.

In ultimo, nel 2021, su circa il 56% delle chiamate conversate con operatore, si registra un incremento di 1 p.p. dei chiamanti che hanno valutato il servizio come buono (87%), con ciò confermandosi il giudizio positivo sul *call center* dello Sportello da parte dei clienti e utenti finali dei settori dell'energia e idrico.

TAV. 10.9 *Risultati della rilevazione di customer satisfaction per il call center dello Sportello (2021)*

	2021
Buono 	87%
Sufficiente 	9%
Negativo 	4%
% chiamate conversate sottoposte a valutazione	56%
% utenti invitati dall'operatore a lasciare la valutazione	82,5%

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip.

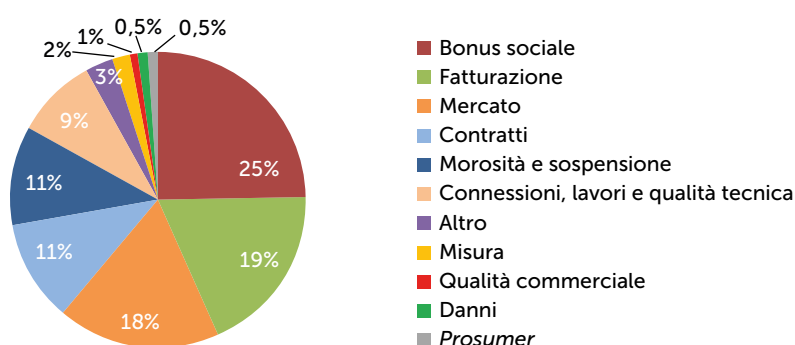
Richieste scritte di informazioni

Le richieste scritte di informazioni pervenute allo Sportello nel 2021 ammontano a 20.041, afferenti principalmente ai settori energetici (18.834 per i settori dell'energia elettrica e gas a fronte di 1.207 per il settore idrico). Sono 2.234 (2.041 per i settori dell'energia), invece, i reclami di secondo livello reindirizzati con informativa sulle conciliazioni, ossia le comunicazioni che hanno comportato l'indicazione, da parte dello Sportello, degli strumenti conciliativi disponibili per risolvere la problematica non risolta con il reclamo all'operatore o al gestore, tenuto conto della documentazione trasmessa e di quanto segnalato dal cliente o utente.

Le 18.834 richieste scritte di informazioni nei settori energetici hanno interessato principalmente 5 argomenti (Fig. 10.2): bonus sociale (25%), fatturazione (19%), mercato (18%), contratti (11%) e morosità e sospensione (11%). Più nel dettaglio, le richieste in tema bonus hanno avuto a oggetto principalmente le comunicazioni di cui all'art. 14 dell'Allegato B alla delibera 23 febbraio 2021, 63/2021/R/com (individuazione delle forniture gas dei clienti indiretti) – circa 4.300, concentrate per lo più nel IV trimestre 2021 –, e, più in generale, il nuovo meccanismo di riconoscimento automatico. Con riguardo alla fatturazione, le richieste hanno interessato in particolar modo i consumi stimati (36%) e i ricalcoli (30%); in ambito mercato, esse hanno avuto a oggetto soprattutto il cambio venditore (40%) e presunte pratiche commerciali scorrette (22%); i sub-argomenti della voce "contratti" sono sostanzialmente riconducibili alla voltura e al subentro (29%) e al recesso (22%); infine, la morosità ha interessato l'81% delle richieste classificate alla voce "morosità e sospensione".

Da segnalare, in ultimo, 130 richieste di informazioni per i settori energetici relative agli eventi sismici del Centro Italia e Ischia, oggetto di specifica regolazione dell’Autorità: tali richieste hanno riguardato, in circa due terzi dei casi, il tema delle agevolazioni tariffarie; in 14 casi lo Sportello ha trasmesso puntuali richieste di chiarimento agli operatori interessati, per una completa ricognizione della fattispecie, nell’ottica della risoluzione della problematica lamentata dal cliente finale.

FIG. 10.2 *Principali argomenti delle richieste di informazioni gestite dallo Sportello, settori energetici (2021)*



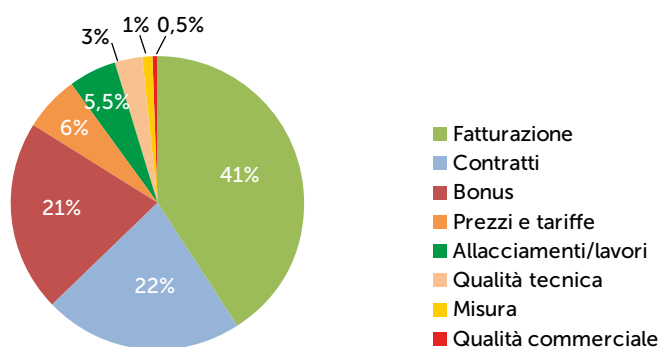
Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

I reclami di secondo livello per l’energia (2.041), reindirizzati in conciliazione, hanno interessato, in quasi un caso su due, la fatturazione, con la prevalenza dei sub-argomenti dei consumi stimati (50%) e dei ricalcoli (29%), in coerenza con quanto registrato per le richieste scritte di informazioni.

Le 18.834 richieste scritte di informazioni sono state presentate nell’82% dei casi da clienti finali di energia elettrica e gas senza l’ausilio di delegati e hanno riguardato per l’81% il comparto domestico. Il canale principalmente utilizzato per contattare lo Sportello è stato quello e-mail, sia fra i clienti sia fra i delegati (58% e 43%). Il 24% di accessi è invece avvenuto mediante il Portale Unico, raggiungibile dal sito web www.sportelloperilconsumatore.it.

Passando al settore idrico (Fig. 10.3), la fatturazione ha interessato il 41% delle 1.194 richieste scritte di informazioni; a seguire, contratti (22%) e bonus sociale (21%). I principali sub-argomenti della fatturazione sono stati conguagli (39%), consumi (22%) e importi risalenti a più di due anni (11%).

FIG. 10.3 *Principali argomenti delle richieste di informazioni gestite dallo Sportello nel settore idrico (2021)*



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

La fatturazione prevale anche fra i 180 reclami del settore idrico reindirizzati in conciliazione (58%), con i seguenti sub-argomenti: conguagli (37%), consumi (27%) e rimborsi (14%).

Gli utenti finali hanno presentato le 1.194 richieste di informazioni per il settore idrico senza l'ausilio di delegati nel 76% dei casi; l'84% di tali richieste ha interessato il comparto domestico. Riguardo ai canali di accesso, come per l'energia, anche per l'idrico prevale l'e-mail (45% per gli utenti "diretti" e 38% per i delegati); il Portale Unico è stato invece utilizzato, complessivamente, nel 27% degli accessi.

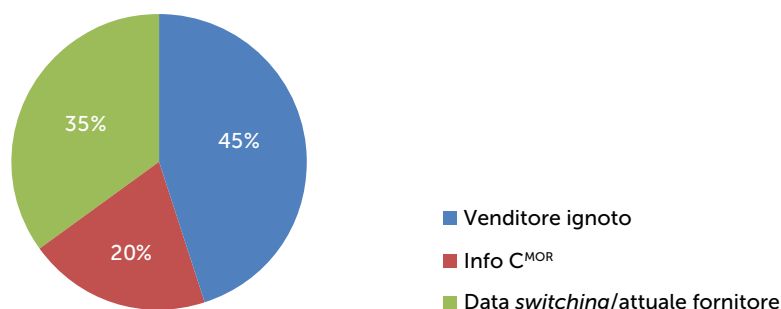
Completano il quadro 13 richieste scritte di informazioni e 13 reclami reindirizzati in conciliazione per il settore del telecalore (per tale settore, si ricorda, lo Sportello è operativo dal 1° luglio 2021) e 140 richieste trasmesse dagli utenti del settore dei rifiuti, per cui si rinvia al successivo paragrafo "Valutazione dei reclami nel settore dei servizi ambientali".

Procedure speciali informative

Come accennato in premessa, le richieste di attivazione di procedure speciali informative per i settori energetici, rispetto al 2020, sono aumentate di oltre 11.000 unità, attestandosi a 43.756 totali (+ 36%). Si ricorda che tali procedure consentono ai clienti finali di ottenere informazioni specifiche codificate in banche dati centralizzate (Sistema informativo integrato, Sistema indennitario) accessibili dallo Sportello e oggetto di regolamentazione "ad applicazione automatica".

Anche nel 2021 il settore elettrico ha interessato la maggioranza di tali richieste (70%, +1 p.p. rispetto al 2020), seguito dal gas (20%, in ribasso di 1 p.p.); il 10% (invariato) ha riguardato entrambi i settori.

Nel 2021 (Fig. 10.4), il 45% delle procedure speciali informative gestite dallo Sportello è rappresentato da quelle inerenti all'identificazione del venditore ignoto in caso di voltura (44% nel 2020); il 35% ha, invece, riguardato quelle volte a conoscere la controparte commerciale e la data di *switching* (36% nel 2020); infine, il 20% (invariato rispetto al 2020) ha avuto a oggetto il corrispettivo C^{MOR} e, in particolare, il nominativo del venditore che ha richiesto l'applicazione di tale corrispettivo, i contenuti minimi della richiesta di indennizzo previsti dalla regolazione e le informazioni relative all'eventuale stato di sospensione o annullamento dell'indennizzo medesimo. In valori assoluti, la procedura che nel 2021 ha fatto registrare l'incremento maggiore, da un anno all'altro, è stata quella relativa al "venditore ignoto" nelle fattispecie di voltura (+ 5.483 richieste); in valori percentuali, l'aumento annuale più consistente è ascrivibile alla procedura in tema C^{MOR} (+ 39%).

FIG. 10.4 Richieste di attivazione di procedure speciali informative ricevute dallo Sportello (2021)

Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Riguardo ai tempi di risposta alle richieste in esame da parte dello Sportello (Tav. 10.10), rilevati su base annuale, si confermano, anche nel 2021, valori ben al di sotto dei livelli di servizio fissati dalla regolazione dell'Autorità. In particolare, si registra un ulteriore miglioramento, di 1 giorno lavorativo, per la procedura "data switching/attuale fornitore"; invariati i tempi effettivi di lavorazione per le altre due procedure speciali informative.

TAV. 10.10 Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali informative (2021)

PROCEDURE SPECIALI INFORMATIVE	LIVELLI SERVIZIO SPORTELLLO (*)	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI SPORTELLLO (**)
Venditore ignoto	10	3
Info C ^{MOR}	10	5
Data switching/attuale fornitore	5	2

(*) Livelli di servizio ex tabella 1, Allegato A alla delibera 14 luglio 2016, 383/2016/E/com.

(**) Contabilizzati dalla data di ricezione della richiesta del cliente.

Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Il 78% delle richieste in argomento ha riguardato il comparto domestico; nel 79% dei casi, esse sono state presentate da clienti finali senza l'ausilio di delegati. La modalità preferita di contatto per i clienti "diretti" è stata l'e-mail (52%), mentre i delegati hanno utilizzato soprattutto il Portale Unico (64%); complessivamente, il medesimo Portale Unico è stato utilizzato nel 47% dei casi.

Altre attività

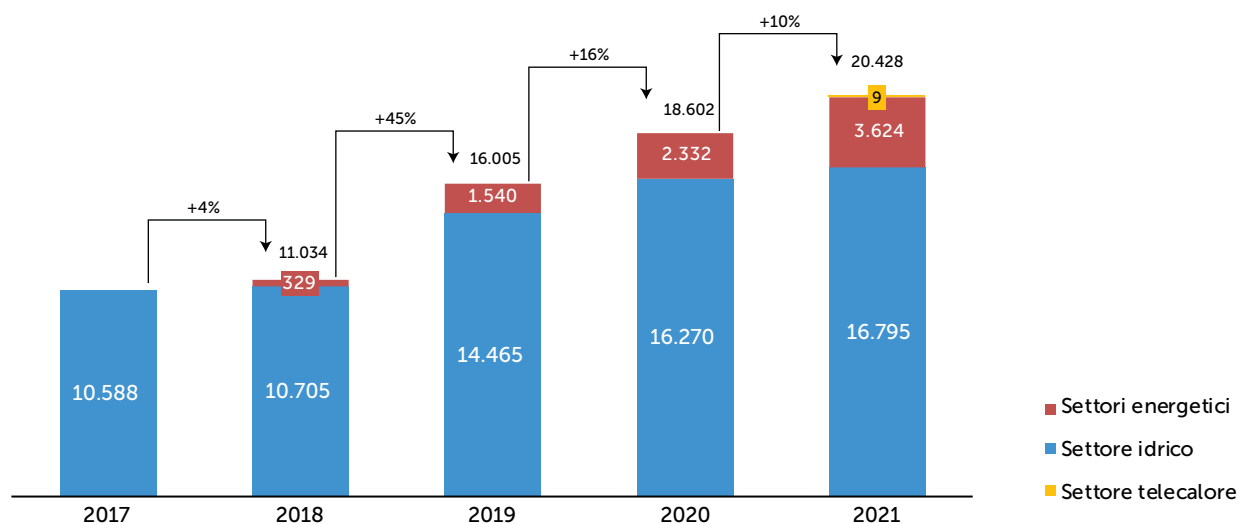
Nel 2021, le segnalazioni sono quasi triplicate rispetto al 2020: lo Sportello ne ha registrate 60, di cui 36 relative al settore gas, 22 all'idrico, 1 afferente all'energia elettrica e 1 al telecalore. Come è noto, tale strumento consente al cliente o utente finale di segnalare un disservizio ritenuto rilevante o una presunta criticità della regolazione; lo Sportello, sulla base della documentazione agli atti e/o di quanto emerso da eventuali specifici approfondimenti con gli esercenti interessati, non gestisce il caso singolo ai fini della sua risoluzione, ma trasmette la segnalazione all'Autorità per gli eventuali seguiti di competenza.

Infine, le associazioni dei consumatori e delle piccole e medie imprese hanno utilizzato l'*help desk* dello Sportello alle stesse riservato, per una consulenza qualificata sulla regolazione dell'Autorità, 25 volte (19 casi afferenti a clienti *dual fuel*).

Il Servizio conciliazione dell'Autorità

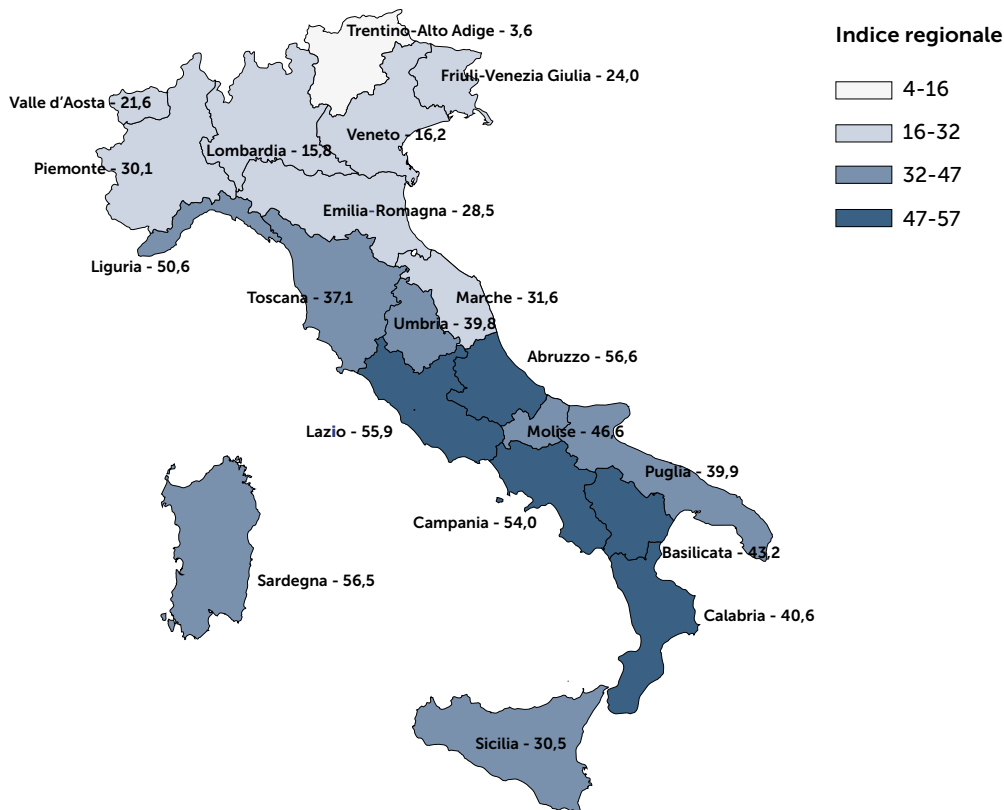
Il Servizio conciliazione, nel 2021, ha ricevuto 20.428 domande – 80,9 in media su giorni lavorativi – con un incremento del 10% rispetto al 2020. Come si evince dalla figura 10.5, si conferma, dunque, la tendenziale crescita dei volumi gestiti dal Servizio su base annua, seppur con un tasso di aumento più contenuto rispetto agli anni precedenti. In particolare, le domande di conciliazione nei settori energetici – per i quali vige il tentativo obbligatorio ai fini dell'accesso alla giustizia ordinaria (condizione di procedibilità) – sono aumentate del 3% da un anno all'altro (circa 500 domande in più). Nel settore idrico, invece, l'incremento annuo di domande di conciliazione, in valori assoluti, sfiora le 1.300 unità (+ 55% rispetto al 2020; in tale settore, la conciliazione, l'anno scorso, ha rappresentato l'unico strumento di risoluzione delle controversie, *post reclamo* al gestore, per gli utenti serviti dai gestori di maggiori dimensioni – fino a 300.000 abitanti residenti serviti –, eccezion fatta per le problematiche afferenti al bonus sociale).

FIG. 10.5 Trend domande presentate al Servizio conciliazione (2017-2021)



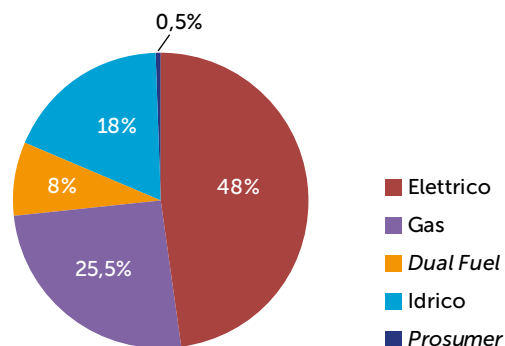
Fonte: Servizio conciliazione.

La ripartizione territoriale delle domande presentate al Servizio è riportata nella figura 10.6. L'indice regionale più alto – dato dal rapporto fra numero di domande per tutti i settori ogni 100.000 abitanti e popolazione residente per Regione – si rinviene nella Sardegna (seppur non metanizzata), seguita da Abruzzo, Lazio e Campania (tutte > 50).

FIG. 10.6 *Indice regionale delle domande ricevute dal Servizio conciliazione (2021)*

Fonte: Servizio conciliazione.

Il 48% delle domande ha interessato il settore dell'energia elettrica (9.784), in diminuzione di 6 p.p. rispetto al 2020 (Fig. 10.7). Al settore gas (5.210 domande) è riconducibile il 25,5% delle domande (in ribasso di 0,5 p.p. rispetto al 2020), mentre il settore idrico, con 3.624 domande, si attesta al 18% (+5,5 p.p.). I clienti *dual fuel* e i *prosumer* hanno presentato, rispettivamente, 1.688 e 113 domande (8% e 0,5% sul totale). Da segnalare, infine, 9 domande relative al settore del telecalore (per tale settore il Servizio è attivo dal 1° luglio 2021).

FIG. 10.7 *Domande ricevute dal Servizio conciliazione per settore (2021)*

Fonte: Servizio conciliazione.

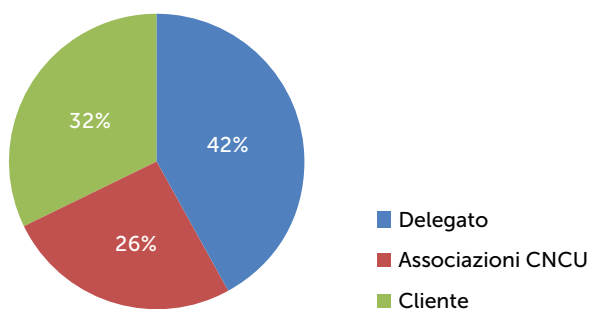
Riguardo alla tipologia di attivante, nel 2021, si confermano, a grandi linee, le percentuali registrate nel 2020 (Fig. 10.8): i delegati diversi dalle associazioni hanno presentato il 42% delle domande (-2 p.p. rispetto al 2020), i clienti

o utenti senza l'ausilio di delegati confermano il 32% di attivazioni, mentre alle associazioni dei consumatori appartenenti al Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU) è riconducibile il 26% delle domande (5.303 domande, +2 p.p.). 14, infine, le domande presentate da associazioni rappresentative delle piccole e medie imprese.

Guardando alle 8.580 domande presentate dai delegati diversi dalle associazioni, gli avvocati coprono una quota pari al 68% delle stesse (-1 p.p. rispetto al 2020), mentre ai soggetti non professionali (parenti, conoscenti dei clienti o utenti finali titolari della fornitura, ecc.) è ascrivibile il 23% delle domande in esame (+2 p.p.). Gli "altri delegati" hanno rappresentato prevalentemente la clientela domestica (68%) e hanno avviato procedure afferenti, nel 54,5% dei casi, al settore elettrico.

Relativamente alle 6.531 domande di clienti o utenti senza delegati, le persone fisiche titolari del punto di fornitura rappresentano il 75% del totale; i rappresentanti interni alle piccole e medie imprese hanno totalizzato il 20% delle domande in esame, mentre 249 domande sono state presentate da amministratori di condominio. I clienti o utenti che hanno attivato il Servizio senza l'ausilio di delegati hanno azionato controversie relative al comparto domestico per il 73% dei casi; al settore elettrico è riconducibile il 48% delle domande di tali attivanti.

FIG. 10.8 Domande ricevute dal Servizio conciliazione per attivante (2021)

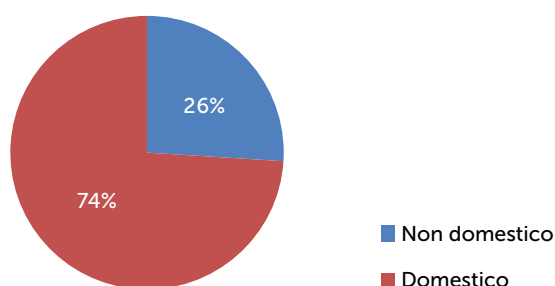


Fonte: Servizio conciliazione.

Nel 2021 si confermano i dati relativi anche all'età degli attivanti (sulla base di quanto dichiarato nelle domande): se per i clienti/utenti in via diretta la distribuzione è più frammentata, i delegati, invece, si collocano principalmente nella fascia 43-47 anni.

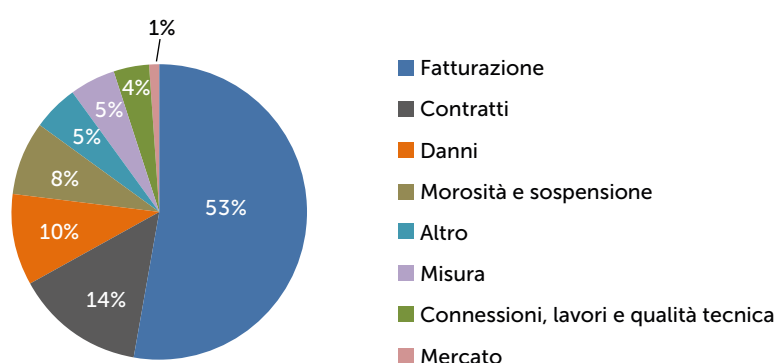
Per completare il dato sugli attivanti, il focus relativo ai canali di accesso evidenzia la quasi totalità di accessi mediante PC (97%); i dispositivi *mobile*, invece, sono poco utilizzati per attivare le procedure, nonostante l'ottimizzazione della piattaforma telematica del Servizio e il rilascio, nei primi mesi del 2021, di una specifica app del Servizio conciliazione, scaricabile gratuitamente sugli *store* di Google e Apple.

In merito alla tipologia di utenza, dal 2019 il peso percentuale del comparto domestico è invariato (Fig. 10.9): 74%, a fronte del 26% dei non domestici. Combinando utenza e settore, si ricava la netta prevalenza dell'elettrico per il comparto non domestico (74%), mentre per i domestici la forbice fra i settori energetici è più assottigliata (39% energia elettrica vs 30% gas). Prendendo le domande relative a ciascun settore, infine, si registra sempre la prevalenza delle utenze domestiche, seppure con un peso percentuale differente: 89% nel gas, 84% per il settore idrico e 60,5% per l'elettrico.

FIG. 10.9 Domande ricevute dal Servizio conciliazione per tipologia di cliente o utente finale (2021)

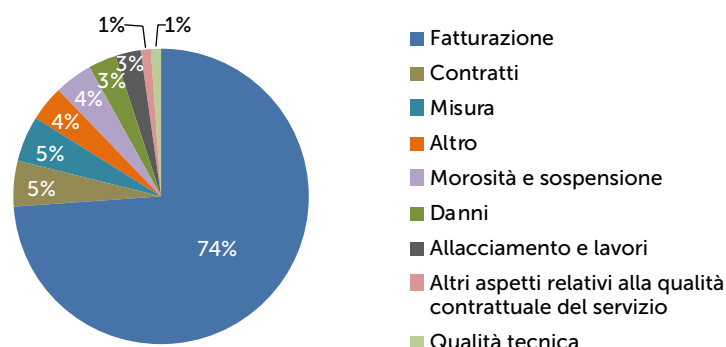
Fonte: Servizio conciliazione.

Gli argomenti delle domande di conciliazione del 2021, per come dichiarati dagli attivanti, sono riportati nelle figure 10.10 e 10.11, separatamente per i settori energetico e idrico. Riguardo ai primi (16.795 domande), la fatturazione ha interessato il 53% delle domande (in lieve flessione rispetto al 2020, -2,5 p.p.); a seguire, contratti e danni, con il 14% e il 10% (nel 2020 entrambi gli argomenti non superavano il 10% ciascuno). La fatturazione si conferma il primo argomento delle domande anche con riferimento a ciascun settore: infatti, ad eccezione delle controversie dei *prosumer* (per le quali prevale l'argomento specifico dello scambio sul posto col 39% delle domande), la fatturazione è stata individuata dagli attivanti come argomento prevalente nel 51% delle 9.784 domande per il settore elettrico, nel 60% delle 5.210 domande del settore gas e nel 50% delle 1.688 domande presentate dai clienti *dual fuel*. È interessante, altresì, notare che i primi tre sub-argomenti delle domande aventi a oggetto la fatturazione, sia per i settori elettrico e gas sia per i clienti *dual fuel*, coincidono: i consumi stimati errati, i ricalcoli e pagamenti/rimborsi, infatti, rappresentano, rispettivamente, il 28%, il 18% e il 17% delle domande sulla fatturazione per il settore dell'energia elettrica; il 29%, il 15,5% e il 15% di quelle relative al settore gas; e il 21%, il 15% e il 25% per le controversie dei clienti *dual fuel* aventi tale specifico oggetto.

FIG. 10.10 Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione nei settori energetici (2021)

Fonte: Servizio conciliazione.

Nel settore idrico, il 2021 ha fatto registrare un ulteriore incremento del peso percentuale dell'argomento fatturazione sul totale delle 3.624 domande presentate per tale settore (74%, +3 p.p. rispetto al 2020), cui seguono contratti e misura (5% ciascuno). Le domande sulla fatturazione hanno interessato principalmente i sub-argomenti relativi ai consumi (41%) e agli importi per consumi risalenti a più di due anni (21,5%).

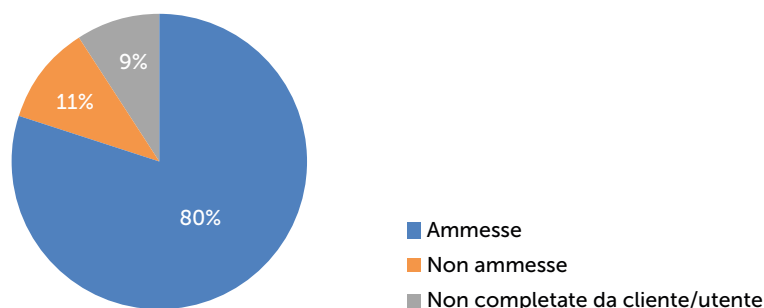
FIG. 10.11 Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione nel settore idrico (2021)

Fonte: Servizio conciliazione.

Le 9 domande pervenute per il telecalore hanno riguardato, fra l'altro, la trasparenza del servizio, la qualità tecnica e i danni.

In merito al valore delle controversie azionate dinanzi al Servizio nel 2021, si conferma la prevalenza dei c.d. *small claims*, come quantificati dal regolamento (CE) 861/2007 dell'11 luglio 2007 e s.m.i. (ossia non superiori a 5.000 euro): in particolare, considerando i casi in cui l'attivante ha dichiarato il valore della controversia (poco più della metà delle 15.542 procedure concluse alla data di elaborazione di questo paragrafo), il 90% si colloca nella fascia da 0 a 5.000 euro (il 59% non supera i 1.000 euro).

Il dato sull'ammissibilità delle domande del 2021 riflette sostanzialmente quello rilevato nel 2020 (Fig. 10.12): le domande ammesse si attestano all'80% delle domande presentate (81% nel 2020); quelle non ammesse, perché non completate dagli attivanti, sono pari al 9%; le domande complete ma non ammesse per una delle cause previste dal TICO (Testo integrato conciliazione, Allegato A alla delibera 5 maggio 2016, 209/2016/E/com) raggiungono l'11%. Fra queste ultime, nel 21% dei casi l'attivante ha utilizzato un modulo online errato (per esempio, un delegato ha compilato il modulo riservato ai clienti/utenti "diretti"), mentre un altro 21% non ha rispettato i termini per la presentazione della domanda (40 giorni dall'invio del reclamo, in caso di mancata risposta da parte dell'esercente; 50 giorni per il settore idrico); nel 19% dei casi, invece, a seguito di specifica richiesta di integrazione, la documentazione prodotta dall'attivante non si è dimostrata idonea per l'ammissibilità della domanda (per esempio, a fronte di richiesta di allegare copia del reclamo scritto, l'attivante comunica di aver effettuato solo un reclamo telefonico). Rapportando il dato di cui sopra alle diverse tipologie di attivanti, anche nel 2021 le associazioni dei consumatori del CNCU fanno registrare il più alto tasso di ammissibilità sul totale di domande presentate dalle medesime associazioni (89%, -1 p.p. rispetto al 2020), seguite dagli "altri delegati" e dai clienti o utenti in via diretta, rispettivamente, con l'81% e il 74% (percentuali invariate). Fra i delegati non associativi, gli avvocati fanno registrare l'82% di domande ammesse, mentre quelli non professionali raggiungono il 77% (per entrambe le categorie di attivanti, si assiste a un lieve miglioramento pari a 1 p.p.).

FIG. 10.12 Andamento delle domande presentate al Servizio conciliazione (2021)

Fonte: Servizio conciliazione.

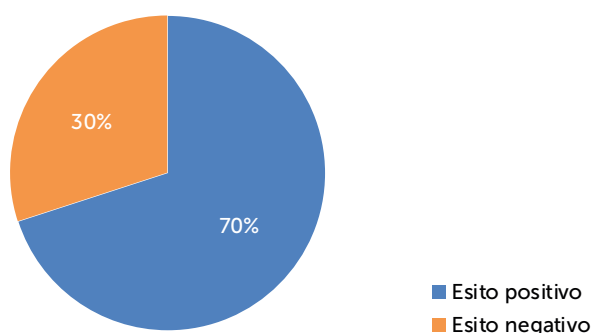
Gli operatori dei settori dell'energia elettrica e del gas (venditori e distributori) e i gestori del settore idrico di maggiori dimensioni (da gennaio 2022, come accennato in premessa, sono i gestori che servono almeno 100.000 abitanti residenti) sono obbligati, sulla base della regolazione dell'Autorità, a partecipare agli incontri dinanzi al Servizio conciliazione. Con particolare riferimento ai settori energetici, la previsione dell'obbligo partecipativo, efficace dal 1° gennaio 2017, ha nei fatti "anticipato" quanto successivamente disposto dalle direttive comunitarie per tali settori e, in particolare, dalla direttiva 2019/944/UE per il mercato elettrico (v. art. 26, comma 3). Il corretto adempimento di tale obbligo partecipativo è oggetto di specifico e costante monitoraggio da parte dell'Autorità, ai fini della realizzazione di graduali attività di *enforcement* (lettere di sollecito, delibere di intimazione, avvio di procedimento sanzionatorio e prescrittivo). Nel 2021 gli operatori convocati in conciliazione hanno partecipato al 99,8% delle procedure conciliative a cui sono stati convocati. Le ridotte eccezioni sono costituite da pochi operatori di piccole dimensioni; questi ultimi sono stati destinatari, nel 2021, delle specifiche delibere di intimazione citate all'inizio del Capitolo, la 114/2021/E/com del 23 marzo 2021 e la 557/2021/E/com del 9 dicembre 2021. I gestori del settore idrico obbligati, invece, hanno regolarmente preso parte agli incontri. Dal 2017 a oggi, a seguito di casi di mancata partecipazione, sono state irrogate sanzioni amministrative pecuniarie nei confronti di 5 operatori di energia.

Sempre in tema di partecipazione degli operatori alle procedure, si segnala l'ulteriore incremento dei casi di convocazione del distributore in conciliazione in qualità di ausilio tecnico su richiesta del venditore di energia: tale convocazione è avvenuta nel 67% dei casi, in aumento di 8 p.p. rispetto al 2020.

Il tasso di accordo su procedure avviate nel 2021 dinanzi al Servizio e concluse (Fig. 10.13), al netto delle procedure rinunciate (224 nei settori energetici e 88 nel settore idrico) e di quelle pendenti (364) alla data di elaborazione del presente paragrafo, si attesta al 70%, in lieve flessione rispetto al 71% del 2020. La percentuale di accordi varia a seconda del settore: dal 79% del settore idrico al 75% del gas, fino al 63% dell'elettrico. Le procedure si concludono in media in 58 giorni solari (dalla data di presentazione della domanda completa), il che denota un miglioramento rispetto ai 63 giorni del 2020. Il 77% delle procedure si è concluso in meno di due incontri (7.130 procedure con un incontro; 4.473 con due incontri). Vale la pena ricordare che, fino al 31 marzo 2022, ossia fino alla conclusione dello stato di emergenza nazionale legato alla pandemia da Covid-19, il termine massimo di conclusione delle procedure avviate entro tale data è stato pari a 180 giorni solari (anziché 120) – ossia 90 giorni più eventuale proroga di massimo 90 giorni – come stabilito dalla delibera 12 marzo 2020, 59/2020/R/com.

Guardando alle *performance* degli attivanti in relazione agli accordi raggiunti su procedure concluse, nel 2021 le associazioni dei consumatori del CNCU confermano la più alta percentuale: 84%, in linea con il dato del 2020. Per i clienti o utenti che agiscono senza delegati, gli accordi ammontano al 71% (come nel 2020), mentre gli "altri delegati" raggiungono accordi nel 60% dei casi (-3 p.p.). Fra questi ultimi, gli avvocati fanno registrare il 53% di accordi (56% nel 2020), i delegati non professionali il 76% (77% nel 2020).

FIG. 10.13 *Esiti delle procedure concluse presso il Servizio conciliazione (2021)*








Fonte: Servizio conciliazione.

Ammonta a più di 11 milioni di euro la *compensation*, ossia la somma algebrica del corrispettivo economico (sotto forma di valore recuperato anche rispetto al valore della controversia oppure di rimborsi, indennizzi, ricalcolo di fatturazioni errate, rinuncia a spese e interessi moratori ecc.) ottenuto dai clienti o utenti finali che hanno concluso con accordo – alla data di elaborazione del presente paragrafo – le procedure avviate nel 2021 dinanzi al Servizio conciliazione.

Infine, su 7.315 questionari compilati al termine della procedura, il 95% degli attivanti si è dichiarato complessivamente soddisfatto del Servizio conciliazione (Fig. 10.14), in flessione di 3 p.p. rispetto al 2020. Più in particolare, il 50% è molto soddisfatto, il 18% soddisfatto e il 27% abbastanza soddisfatto.

FIG. 10.14 *Risultati della customer satisfaction per il Servizio conciliazione (2021)*

	 Molto soddisfatto (1)	 Soddisfatto (2)	 Abbastanza soddisfatto (3)	 Poco soddisfatto (4)	 Per nulla soddisfatto (5)
Totale	50%	18%	27%	3%	2%
Sintesi giudizio	95%			5%	

Fonte: Servizio conciliazione.

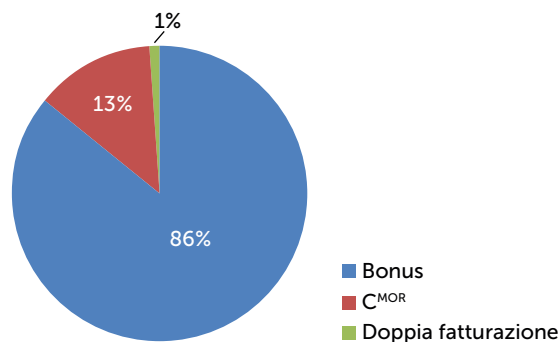
Procedure speciali risolutive

Le procedure speciali risolutive sono attivabili 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.

Nel 2021, lo Sportello ha ricevuto 11.298 richieste di attivazione di procedure speciali risolutive (+22% rispetto al 2020). Come si evince dalla figura 10.15, l'86% di tali richieste ha riguardato la procedura in tema bonus (+3 p.p. rispetto al 2020); a seguire, quelle relative alla procedura per casi C^{MOR} (verifica dei presupposti per il suo annullamento) con il 13% (-2 p.p. rispetto al 2020) e le richieste in tema di doppia fatturazione con l'1% (come nel 2020). Poco significativa, infine, l'incidenza delle altre procedure speciali risolutive: la procedura ripristinatoria volontaria regolata dal TIRV¹ (delibera 6 aprile 2017, 228/2017/R/com) fa registrare 17 richieste, mentre quella connessa alla mancata erogazione dell'indennizzo automatico dovuto, entro i termini massimi previsti dalla regolazione, è stata attivata 10 volte.

Il settore maggiormente interessato dalle procedure in argomento è stato l'elettrico con il 37% (-10 p.p. rispetto al 2020), seguito dal gas con il 35% (-4,5 p.p.) e dalle forniture *dual fuel* con il 28% (+14,5 p.p.). Il gas si conferma prevalente guardando alle sole richieste relative alla procedura bonus (36%), seppure con uno scarto ridotto rispetto all'elettrico (31%), mentre tale ultimo settore ha contraddistinto gran parte delle procedure in tema C^{MOR} (74%).

FIG. 10.15 Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive ricevute dallo Sportello (2021)



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

In continuità con il monitoraggio e il connesso *enforcement* per il triennio 2017-2019, anche nel 2021, nei confronti di 54 operatori che non hanno riscontrato le richieste di informazioni inviate dallo Sportello, nel periodo 17 gennaio 2020-31 dicembre 2020, nell'ambito della gestione delle procedure speciali risolutive (le richieste inesitate ammontavano a circa il 2% del totale di richieste inviate dallo Sportello), l'Autorità ha adottato una specifica delibera di intimazione – 145/2021/E/com del 13 aprile – per l'adempimento del suddetto obbligo di risposta. A seguito di tale intimazione, gli operatori hanno adempiuto all'obbligo di risposta e non si sono rese necessarie ulteriori azioni di *enforcement*.

¹ Testo integrato in materia di misure propedeutiche per la conferma del contratto di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale e procedura ripristinatoria volontaria.

Nel 4% dei casi le risposte fornite dagli operatori nel 2021 sono state classificate come tardive, in quanto pervenute allo Sportello oltre il termine massimo previsto dalla regolazione. Inoltre, conteggiando tutte le richieste inviate dallo Sportello agli operatori in tema C^{MOR} (sia per la procedura risolutiva sia per quella informativa), nel 2021 è stato registrato un 22% di risposte non conformi alla pertinente regolazione dell’Autorità (9% nel 2020). Al riguardo, con il supporto dello Sportello, è proseguita l’attività di approfondimento con gli operatori interessati, volta a chiarire la corretta attuazione della regolazione in materia, con particolare riferimento alle modalità di fatturazione del corrispettivo in argomento. In particolare, nel 2021, sono stati analizzati circa 300 casi, riferiti a 77 operatori di energia; a seguito di contatto con tali ultimi operatori e della successiva analisi delle fatture nell’ambito della gestione delle procedure speciali, è stato appurato l’adeguamento delle fatture stesse alla regolazione sul C^{MOR} per circa due terzi degli operatori.

Riguardo ai tempi di gestione delle procedure in esame, nel 2021 (Tav. 10.11) si registra un lieve incremento in termini di giorni lavorativi per ciascuna di esse; in particolare, guardando alle procedure più utilizzate nell’anno, per quella relativa al bonus la tempistica di gestione complessiva si attesta a 23 giorni lavorativi di media (contro i 21 del 2020), mentre per la procedura C^{MOR} i giorni lavorativi impiegati in media per la chiusura sono stati 17 (14 nel 2020).

TAV. 10.11 *Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali risolutive (2021)*

PROCEDURE SPECIALI RISOLUTIVE	LIVELLI SERVIZIO SPORTELLLO (*)	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI SPORTELLLO (***)	TEMPI RISPOSTA OPERATORE (**)	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI OPERATORE (***)	TEMPISTICA GESTIONE COMPLESSIVA
Bonus	10	7	20	16	23
C^{MOR}	10	5	10	11	17
Procedura ripristinatoria volontaria	10	7	-	-	7
Doppia fatturazione	10	5	10	13	18
Mancata erogazione indennizzo	10	6	10	6	12

(*) Livelli di servizio ex tabella 1, Allegato A alla delibera 383/2016/E/com.

(**) Tempi di risposta ex appendice 2, Allegato A alla delibera 383/2016/E/com.

(***) Contabilizzati dalla ricezione della richiesta del cliente. Nel caso della procedura ripristinatoria volontaria, sono contabilizzati dalla ricezione del rigo da parte del venditore.

Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Il comparto domestico ha interessato il 92% delle procedure speciali risolutive del 2021, mentre l’88% delle richieste di attivazione è stato presentato da clienti finali senza l’ausilio di delegati. Si conferma, inoltre, l’utilizzo preponderante del canale e-mail (63% per i clienti “diretti” sul totale di domande da essi presentate; 56,5% per i delegati), mentre il Portale Unico dello Sportello è stato azionato complessivamente nel 31% dei casi.

Elenco degli organismi ADR nei settori di competenza dell'Autorità

Nel corso dell'anno 2021, sono proseguite le attività relative alla gestione, alla tenuta e alla vigilanza dell'Elenco degli organismi ADR (*Alternative Dispute Resolution*) dei settori di competenza, ai sensi del titolo II-*bis* della parte V del Codice del 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 (Disciplina), come modificato, in ultimo, dalla delibera 14 luglio 2020, 267/2020/E/com.

Alla data del 31 dicembre 2021 risultano iscritti in Elenco, oltre al Servizio conciliazione, 28 organismi ADR (Tav. 10.12), di cui 7 di conciliazione paritetica settoriale (basati su appositi Protocolli di intesa stipulati tra associazioni di consumatori e imprese), 1 settoriale a rilevanza regionale e 20 organismi trasversali che hanno attestato il possesso della formazione specialistica in uno o più settori di competenza dell'Autorità per almeno un conciliatore ai sensi della Disciplina (tali organismi operano anche in settori diversi da quelli oggetto di iscrizione in Elenco); di questi ultimi, 19 sono organismi di mediazione (come tali, iscritti anche nel Registro degli organismi di mediazione tenuto dal Ministero della giustizia ai sensi del decreto legislativo n. 4 marzo 2010, n. 28 e del decreto ministeriale 18 ottobre 2010, n. 180). Al netto del sopra citato organismo a rilevanza regionale, competente per il settore idrico, tutti gli altri organismi ADR iscritti in Elenco sono competenti per i settori dell'energia elettrica e del gas; 15 (di cui 3 di conciliazione paritetica) risultano iscritti anche per il settore idrico; mentre, per 2 organismi (entrambi di conciliazione paritetica), oltre ai settori energetici e idrico, si aggiunge il telecalore. Gli organismi in questione, la cui iscrizione è stata notificata al Ministero dello sviluppo economico, quale punto di contatto unico con la Commissione europea, risultano altresì iscritti alla Piattaforma ODR della medesima Commissione (per le controversie tra consumatori e imprese originate dai contratti stipulati online).

Nel corso del 2021, con apposite determine del Direttore della Direzione *Advocacy* Consumatori e Utenti, sono stati aggiunti in Elenco tre nuovi organismi², di cui uno per i settori dell'energia elettrica e del gas e uno per i settori energetici e idrico, oltre al già citato organismo regionale, competente per il solo settore idrico, istituito dall'Autorità Idrica Toscana.

² Determine 19 febbraio 2021, 2/2021 – DACU, 24 marzo 2021, 3/2021 – DACU e 15 aprile 2021, 4/2021 – DACU.

TAV. 10.12 Organismi iscritti nell'Elenco ADR dell'Autorità al 31 dicembre 2021

ORGANISMO	DATA ISCRIZIONE E SETTORI
Servizio conciliazione ARERA	18/12/2015 energia elettrica e gas 1/7/2018 energia elettrica, gas e servizi idrici
Organismo ADR di conciliazione paritetica Eni gas e luce - Associazioni di consumatori	11/1/2016 energia elettrica e gas
Organismo ADR Edison Energia - Associazioni di consumatori CNCU	12/2/2016 energia elettrica e gas
Negoziante paritetica Enel	3/3/2016 energia elettrica e gas
Sicome SC - Organismo di mediazione (*)	11/3/2016 energia elettrica e gas 16/3/2018 energia elettrica, gas e servizi idrici
Borlaw - Organismo di mediazione	25/3/2016 energia elettrica e gas 31/5/2016 energia elettrica, gas e servizi idrici
Istituto nazionale per la mediazione e l'arbitrato Inmediar - Organismo di mediazione	3/2/2017 energia elettrica, gas e servizi idrici
Organismo ADR A2A - Associazioni di consumatori	24/2/2017 energia elettrica, gas e servizi idrici 4/3/2020 teleriscaldamento e teleraffreddamento
Organismo ADR Acea - Associazioni di consumatori	24/2/2017 energia elettrica, gas e servizi idrici
SPF Mediazione - Organismo di mediazione	12/6/2017 energia elettrica e gas
ADR Intesa - Organismo di mediazione (*)	12/6/2017 energia elettrica, gas e servizi idrici
Equilibrium - Organismo di mediazione	12/6/2017 energia elettrica e gas 24/5/2018 energia elettrica, gas e servizi idrici
AccademiADR - Organismo di mediazione	3/11/2017 energia elettrica e gas 8/8/2018 energia elettrica, gas e servizi idrici
Tota Consulting - Organismo di mediazione (*)	1/12/2017 energia elettrica e gas
Organismo di conciliazione paritetica Iren - Associazioni CNCU	26/2/2018 energia elettrica, gas, servizi idrici, teleriscaldamento e teleraffreddamento
Organismo ADR di conciliazione paritetica E.ON Energia - Associazioni di consumatori	12/4/2018 energia elettrica e gas
Conciliareonline.it/Onlineschlichter.it (*)	8/6/2018 energia elettrica e gas
Conciliando Med di Legal Professional Network - Organismo di mediazione	10/4/2019 energia elettrica e gas
Mediatori Professionisti Roma - Organismo di mediazione	8/5/2019 energia elettrica e gas
Resolvo - Organismo di mediazione (*)	13/12/2019 energia elettrica, gas e servizi idrici
Conciliaconsumatori - Organismo di mediazione	23/4/2020 energia elettrica e gas 28/7/2020 servizi idrici
Facilita - Organismo di mediazione	13/5/2020 energia elettrica e gas
Società Umanitaria - Fondazione P.M. Loria denominato "Morris L. Ghezzi" - Organismo di mediazione	4/6/2020 energia elettrica, gas e servizi idrici
Conciliaqui - Organismo di mediazione	4/6/2020 energia elettrica e gas
De Jure Conciliando - Organismo di mediazione	28/7/2020 energia elettrica e gas
ADR Pro Gest Italia - Organismo di mediazione	15/9/2020 energia elettrica, gas e servizi idrici
Angec - Organismo di mediazione	19/2/2021 energia elettrica e gas
Artes - Organismo di mediazione	24/3/2021 energia elettrica, gas e servizi idrici
Organismo Conciliativo del Servizio Idrico Toscano	15/4/2021 servizi idrici

(*) Organismi iscritti in Elenco ai sensi dell'art. 7, comma 7.1, della Disciplina, "Organismi iscritti in altri Elenchi".

Fonte: ARERA.

In tema di monitoraggio del mantenimento del requisito della formazione specialistica³ da parte degli organismi ADR presenti in Elenco, ai sensi dell'art. 141-*nonies*, comma 2, del Codice del consumo, e, quindi, con riferimento all'obbligo di trasmissione all'Autorità dell'elenco dei conciliatori attivi, competenti nei settori oggetto di iscrizione, in possesso della citata formazione o del relativo aggiornamento (art. 3, comma 3.2, della Disciplina)⁴, in continuità con quanto già disposto nel corso dell'anno 2020, in ragione del perdurare dello stato di emergenza epidemiologica nazionale, si è ritenuto opportuno proseguire con la sospensione dei termini per la rendicontazione di norma semestrale (sospensione decorrente dal mese di luglio 2020). È stato stabilito infatti che, sempre in via eccezionale, gli eventuali conciliatori in possesso di una formazione scaduta nel corso del citato periodo e tenuti, dunque, all'aggiornamento formativo, dovranno dimostrare di aver conseguito tale aggiornamento entro il primo bimestre del 2022, tuttavia, consentendo loro, nelle more, di gestire le eventuali procedure ADR assegnate dall'organismo di riferimento.

Per quanto riguarda il monitoraggio sull'andamento delle procedure ADR gestite dagli organismi iscritti in Elenco, con riferimento al 2021, gli organismi medesimi hanno trasmesso i propri dati e informazioni utilizzando l'ormai consueto *format* predisposto dai competenti Uffici dell'Autorità, che sintetizza quanto previsto dagli articoli 141-*quater*, comma 2 e 141-*nonies*, comma 4, del Codice del consumo in tema di rendicontazione obbligatoria delle attività da parte degli organismi iscritti in Elenco. Questi ultimi, inoltre, devono pubblicare tali Relazioni annuali nei propri siti web (la relazione annuale del Servizio conciliazione è pubblicata nel sito web dell'organismo – conciliazione.arera.it – e in quello dell'Autorità).

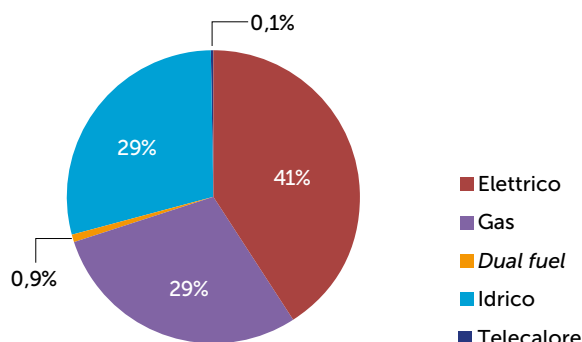
Alla data di elaborazione di questo paragrafo, due organismi trasversali, come avvenuto anche per l'anno 2020, hanno comunicato di non aver ricevuto domande di conciliazione, per le medesime problematiche operative legate alla situazione sanitaria nazionale.

Sulla base delle informazioni trasmesse dai predetti organismi ADR (con l'esclusione del Servizio conciliazione, per cui si rinvia al precedente paragrafo del presente Capitolo, "Il Servizio conciliazione dell'Autorità"), nel 2021 si registra un lieve aumento di domande relative al settore idrico, mentre nei settori energetici (elettrico, gas e *dual fuel*), il numero di tali domande è leggermente diminuito rispetto all'anno precedente. Nello specifico, su un totale di 1.478 domande (1.469 nel 2020), 1.048 hanno riguardato controversie insorte nei settori elettrico, gas e *dual fuel* (a fronte delle 1.084 del 2020) e 429 hanno interessato il settore idrico (384 nel 2020), mentre una è afferente al settore del telecalore (come nel 2020).

Nel 2021 (Fig. 10.16), il settore che ha fatto registrare il maggior numero di domande di conciliazione è il settore elettrico (41%), seguito dal settore gas (29%) e dal settore idrico (29%).

3 L'iscrizione nell'Elenco ADR dell'Autorità è subordinata all'attestazione del possesso, da parte dei conciliatori incaricati della risoluzione delle controversie relative ai settori di competenza dell'Autorità, nei quali l'organismo intende operare, dei requisiti di formazione specifica in tali settori, acquisita mediante la frequenza di corsi o seminari di durata non inferiore a quattordici ore e relativi aggiornamenti almeno biennali di durata non inferiore a dieci ore. L'organismo è iscritto con riferimento ai settori per i quali sia stata attestata la predetta formazione specifica e soltanto i conciliatori con la specifica formazione potranno svolgere l'attività di incaricati della risoluzione delle controversie nei settori in argomento. Il requisito dell'aggiornamento formativo è assolto se il relativo corso o seminario è completato con esito positivo nel corso del quarto semestre solare successivo al semestre solare in cui si è svolta la precedente sessione di formazione o aggiornamento. Il mancato rispetto di quanto prescritto dal Codice del consumo e dalla Disciplina può costituire presupposto per l'avvio del procedimento di cancellazione dall'Elenco ADR dell'Autorità ai sensi dell'art. 5, comma 5.4, della Disciplina medesima.

4 Tale obbligo si ritiene assolto attraverso la trasmissione, agli Uffici della Direzione dell'Autorità responsabile, dell'elenco dei conciliatori in argomento, con cadenza semestrale, a data fissa (entro il 31 luglio ed entro il 31 gennaio di ogni anno, con riferimento al semestre precedente).

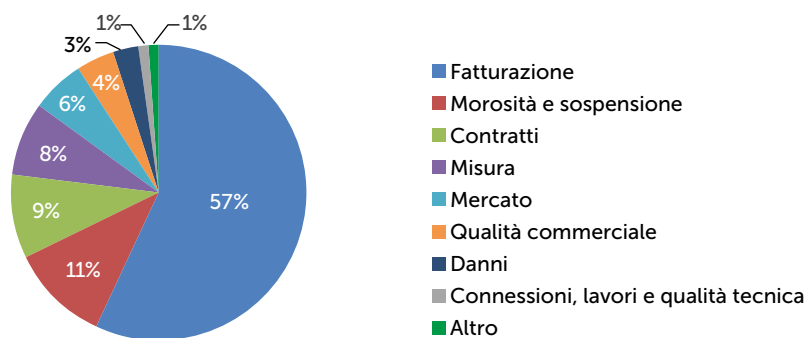
FIG. 10.16 Organismi ADR: domande ricevute per settore (2021)

Fonte: Relazioni annuali 2021 degli organismi ADR.

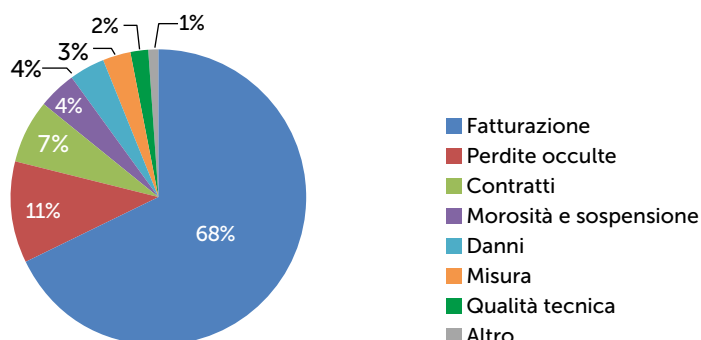
Il 74% delle domande presentate, per tutti i settori, è riconducibile agli organismi ADR di conciliazione paritetica: in particolare, a tali organismi sono ascrivibili il 75% delle domande relative ai settori energetici e il 72% di quelle presentate per il settore idrico.

Per quanto riguarda la tipologia di attivante, con riferimento a 21 organismi ADR che hanno indicato tale dato, nel 44% dei casi il cliente o utente finale si è avvalso di un delegato appartenente a un'associazione dei consumatori. Tale valore percentuale riflette il volume delle domande ricevute dagli organismi di conciliazione paritetica, in più della metà dei casi presentate direttamente da un'associazione dei consumatori (57%); mentre, per quanto riguarda le domande presentate presso gli organismi trasversali, il cliente o utente finale si è avvalso, nel 76% dei casi, di un delegato professionista diverso dalle associazioni (per esempio, un avvocato o commercialista).

Riguardo agli argomenti delle controversie (con riferimento a 22 organismi ADR che hanno trasmesso tale informazione), sia nei settori energetici sia nel settore idrico, quello prevalente, anche nel 2021, è la fatturazione, che si attesta, rispettivamente, al 57% e al 68%. Seguono, nei settori energetici (Fig. 10.17), le controversie in tema di morosità e sospensione (11%) e contratti (9%); nel settore idrico (Fig. 10.18), quelle relative alle perdite occulte (11%) e ai contratti (7%).

FIG. 10.17 Organismi ADR: principali argomenti oggetto delle controversie nei settori energetici (2021)

Fonte: Relazioni annuali 2021 degli organismi ADR.

FIG. 10.18 Organismi ADR: principali argomenti oggetto delle controversie nel settore idrico (2021)

Fonte: Relazioni annuali 2021 degli organismi ADR.

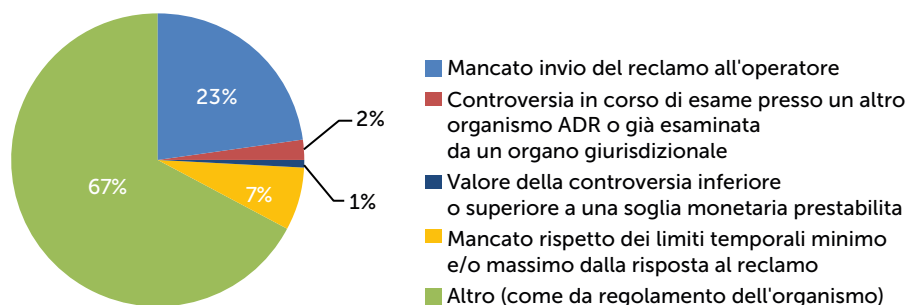
La percentuale delle domande ammesse, rispetto alle domande ricevute, si conferma elevata: su 1.478 domande ricevute dagli organismi iscritti in Elenco, il tasso di ammissibilità è pari all'87% nel 2021 (88% nel 2020, a fronte di 1.469 domande ricevute), con un lieve scarto, in termini percentuali, tra i singoli settori, come si evince dalla tavola 10.13. La quasi totalità degli organismi dichiara di aver adottato forme online di accesso alle procedure (piattaforma telematica, e-mail).

TAV. 10.13 Organismi ADR: percentuale di domande ammesse su domande ricevute per settore (2021)

SETTORE	N. DOMANDE RICEVUTE	% DOMANDE AMMESSE SU DOMANDE RICEVUTE
Elektrico	607	36%
Gas	427	27%
Idrico	429	23%
Dual fuel	14	1%
Telecalore	1	0%
TOTALE	1.478	87%

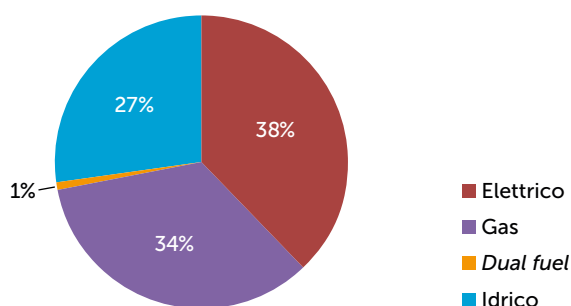
Fonte: Relazioni annuali 2021 degli organismi ADR.

Per quanto riguarda i casi di inammissibilità, comunicati dai 7 organismi di conciliazione paritetica e dall'organismo settoriale a rilevanza regionale, oltre ai motivi di rifiuto standardizzati nel Codice del consumo, nelle Relazioni annuali del 2021 tali organismi hanno evidenziato il dato relativo ai motivi previsti nei rispettivi regolamenti che disciplinano l'attivazione e lo svolgimento delle procedure ADR, a cui è riconducibile il 67% dei casi di inammissibilità. Gli altri motivi di inammissibilità hanno riguardato: la mancanza del reclamo preventivamente inviato all' esercente (23%), il mancato rispetto dei termini minimi e massimi rispetto al reclamo e all'eventuale risposta per la presentazione della domanda (7%), i casi di domanda duplicata oppure già sottoposta ad altro organismo ADR o al giudice (2%), il valore della controversia inferiore o superiore a una soglia monetaria prestabilita (1%), come riportato nella figura 10.19.

FIG. 10.19 Organismi ADR: principali motivi di inammissibilità della domanda (2021)

Fonte: Relazioni annuali 2021 degli organismi ADR.

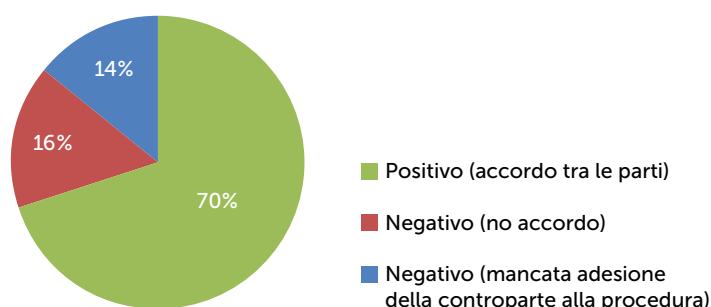
Le procedure scaturite dalle domande ammesse nel 2021 si sono concluse nel corso dello stesso anno nel 77% dei casi, secondo la ripartizione per settore di cui alla figura 10.20; con riferimento al restante 23%, tali procedure risultano pendenti al 31 dicembre 2021 (19%) o interrotte (4%), nella quasi totalità dei casi per rinuncia del cliente o utente finale.

FIG. 10.20 Organismi ADR: distribuzione percentuale delle procedure concluse per settore (2021)

Fonte: Relazioni annuali 2021 degli organismi ADR.

I dati e le informazioni ricevuti dagli organismi ADR iscritti in Elenco evidenziano un andamento positivo delle procedure di conciliazione (Fig. 10.21): nel 70% delle procedure concluse le parti hanno raggiunto un accordo (+2 p.p. rispetto al 2020).

Tra le motivazioni di conclusione con esito negativo si registra anche una percentuale dovuta a mancata adesione della controparte alla procedura, che ha interessato esclusivamente gli organismi ADR trasversali, diversamente da quanto accade per le conciliazioni paritetiche ADR per le quali l'operatore si obbliga a partecipare alle procedure in virtù della sottoscrizione del Protocollo d'intesa con le associazioni dei consumatori.

FIG. 10.21 Organismi ADR: esiti delle procedure concluse (2021)

Fonte: Relazioni annuali 2021 degli organismi ADR.

Guardando al totale delle procedure concluse per singolo settore, la quota maggiore di accordi è stata raggiunta nel *dual fuel* con il 92% di casi, seguito dal gas con l'83% e dall'elettrico con il 57%; le procedure relative al settore idrico si sono concluse con un accordo nel 73% dei casi.

Nel 2021, gli accordi raggiunti sono da ricondurre per il 91% agli organismi ADR di conciliazione paritetica; per questi ultimi, la quota percentuale di accordi sul totale delle procedure concluse da tali organismi è pari all'84%.

Infine, per quanto riguarda i tempi medi di conclusione delle procedure, nel 2021, sulla base delle informazioni fornite dai 7 organismi ADR di conciliazione paritetica e da 14 organismi ADR trasversali, si evidenzia una differenza a seconda che la procedura si sia conclusa con o senza accordo tra le parti. In media, le procedure si sono concluse in circa 59 giorni in caso di accordo (55 nel 2020), mentre, in caso di mancato accordo, in 53 giorni (rispetto ai 62 giorni del 2020). In tutti i casi esaminati, i termini previsti dal Codice del consumo (90 giorni prorogabili per un massimo di altri 90 giorni) appaiono comunque rispettati.

Valutazione dei reclami nel settore dei servizi ambientali

I reclami nel settore idrico

Nel 2021, l'Autorità ha attuato un'ulteriore fase di estensione al settore idrico del sistema di tutele per i reclami e le controversie dei clienti e utenti finali, oggi a regime per i settori dell'energia elettrica e del gas, intervenendo sulla disciplina transitoria di cui agli Allegati A e B alla delibera 1° febbraio 2018, 55/2018/E/idr. In particolare, come accennato a inizio Capitolo, è stata adottata la delibera 13 luglio 2021, 301/2021/E/com, con la quale l'Autorità ha previsto, a partire dal mese di gennaio 2022, un ulteriore ampliamento del novero dei gestori obbligati a partecipare alle procedure extragiudiziali per la soluzione delle controversie attivate dinanzi al Servizio conciliazione, stabilendo che la soglia minima di abitanti residenti serviti in uno o più ATO di competenza, ai fini dell'individuazione dei gestori obbligati, sia pari a 100.000, confermando l'impianto complessivo della disciplina transitoria per gli strumenti di tutela di secondo livello per il settore idrico, definito dalla delibera 16 aprile 2019, 142/2019/E/idr. I gestori obbligati a partecipare alle procedure di conciliazione attivate dagli utenti finali, in caso

di reclami non risolti con il proprio gestore in prima istanza, sono passati da 46 a 94, permettendo di ottenere una copertura di popolazione nazionale interessata pari a circa l'84% (rispetto al precedente 63%).

Con la delibera 301/2021/E/com l'Autorità ha, inoltre, esteso agli utenti del settore idrico la possibilità, oggi riservata ai soli clienti finali dei settori energetici, di accedere al Servizio conciliazione con termini abbreviati per l'avvio della procedura⁵, non solo nei casi di fornitura sospesa, ma anche qualora tali utenti alleghino alla domanda di conciliazione la costituzione in mora (nella quale sia indicata la data a partire dalla quale il gestore potrà effettuare la limitazione, sospensione o disattivazione della fornitura), relativa a una fattura contestata con il reclamo di primo livello; tale previsione è stata attuata al fine di adeguare gli strumenti di tutela alle novità introdotte in tema di morosità con l'approvazione del REMSI (Testo integrato per la regolazione della morosità nel settore idrico, Allegato A alla delibera 16 luglio 2019, 311/2019/R/idr).

L'obbligo di partecipare alle procedure convocate dinanzi al Servizio conciliazione comporta per i gestori, analogamente a quanto già in essere per gli operatori dei settori energetici, anche specifici vincoli informativi; in particolare, i gestori obbligati sono tenuti a indicare, nel proprio sito web, nei nuovi contratti e nelle risposte ai reclami non risolutive della problematica, almeno le modalità di attivazione del Servizio conciliazione e di eventuali altri organismi di risoluzione extragiudiziale delle controversie, ad accesso gratuito, ai quali si impegnano a partecipare. Per il settore idrico, nella vigenza della suddetta disciplina transitoria, il ricorso alla conciliazione per l'utente finale non è obbligatorio ai fini dell'accesso alla giustizia ordinaria.

Per gli utenti serviti dai gestori di minori dimensioni (si tratta per lo più di gestioni in forma autonoma da parte di Comuni di piccole o medie dimensioni) è stata confermata la possibilità di attivare, in alternativa al Servizio conciliazione, lo Sportello per il consumatore energia e ambiente, mediante un reclamo scritto di seconda istanza. Il reclamo di seconda istanza costituisce oggi anche l'unico strumento di tutela per la gestione delle controversie in tema di bonus sociale idrico.

Nell'anno 2021 i reclami di seconda istanza direttamente gestiti dallo Sportello sono stati 3.449 e, di questi, il 74%, ovvero 2.565 reclami, ha avuto principalmente a oggetto il tema del bonus sociale idrico. Da segnalare che, secondo quanto stabilito dal decreto legge n. 26 ottobre 2019, n. 124, a partire dal 2021, i bonus sociali (elettrico, gas e idrico) per disagio economico vengono riconosciuti automaticamente agli aventi diritto (si veda al riguardo, più diffusamente, il successivo paragrafo "Iniziativa a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico, gas e idrico"); rispetto al bonus energia, il processo per il riconoscimento del bonus sociale idrico ha richiesto maggiori approfondimenti e adempimenti, in particolare in materia di privacy. Le tempistiche necessarie a definire tale processo hanno conseguentemente generato un maggior numero di reclami, rivolti sia ai gestori che allo Sportello, allo scopo di segnalare la mancata erogazione del contributo. Oltre al tema bonus, i reclami hanno avuto a oggetto i seguenti argomenti (Tav. 10.14): la fatturazione (516 reclami, pari al 15% del totale), la morosità (146 reclami, pari al 4%), la qualità tecnica del servizio (120 reclami, pari al 3%), la qualità contrattuale del servizio (61 reclami, pari al 2%), le tariffe (24 reclami, pari all'1%) e, infine, allacciamenti e misura (complessivamente 17 reclami, pari allo 0,5%).

⁵ Primo incontro convocato entro 15 giorni solari (anziché 30) dalla presentazione della domanda completa, ma non prima di 5 giorni (anziché 10) dalla comunicazione alle parti di avvio della procedura; non è consentito il rinvio dell'incontro.

TAV. 10.14 Argomenti e sub-argomenti relativi ai reclami trasmessi allo Sportello per il settore idrico (2021)

ARGOMENTO/SUB-ARGOMENTO	TOTALE	VALORE (%) SU TOTALE (*)
BONUS	2.565	74%
Mancata erogazione da parte del gestore	498	19%
Richieste in corso di validazione	209	8%
Mancata corrispondenza dati utenze/gestori	54	2%
Tipologia fornitura e tariffa applicata	30	1%
Domande respinte	29	1%
Fornitura non individuata dal gestore	21	1%
Altro	1.724	67%
FATTURAZIONE	516	15%
Prescrizione	238	46%
Consumi	95	18%
Conguagli	93	18%
Rimborsi	23	4%
Periodicità	19	4%
Perdite occulte	17	3%
Sisma	14	3%
Trasparenza bolletta	10	2%
Autoletture	4	1%
Rateizzazione	3	1%
MOROSITÀ	146	4%
QUALITÀ TECNICA	120	3%
Interruzioni	75	63%
Perdite Idriche	32	27%
Pressione	12	10%
Sicurezza	1	1%
QUALITÀ CONTRATTUALE DEL SERVIZIO	61	2%
Condizioni contrattuali	23	38%
Voltura	17	28%
Cessazione	10	16%
Caratteristiche fornitura	7	11%
Indennizzi automatici	2	3%
Call center	2	3%
TARIFFE	24	1%
Applicazione TICSI	15	63%
Depurazione	7	29%
Tariffe applicate	2	8%
ALLACCIAMENTI/LAVORI	14	0,4%

(segue)

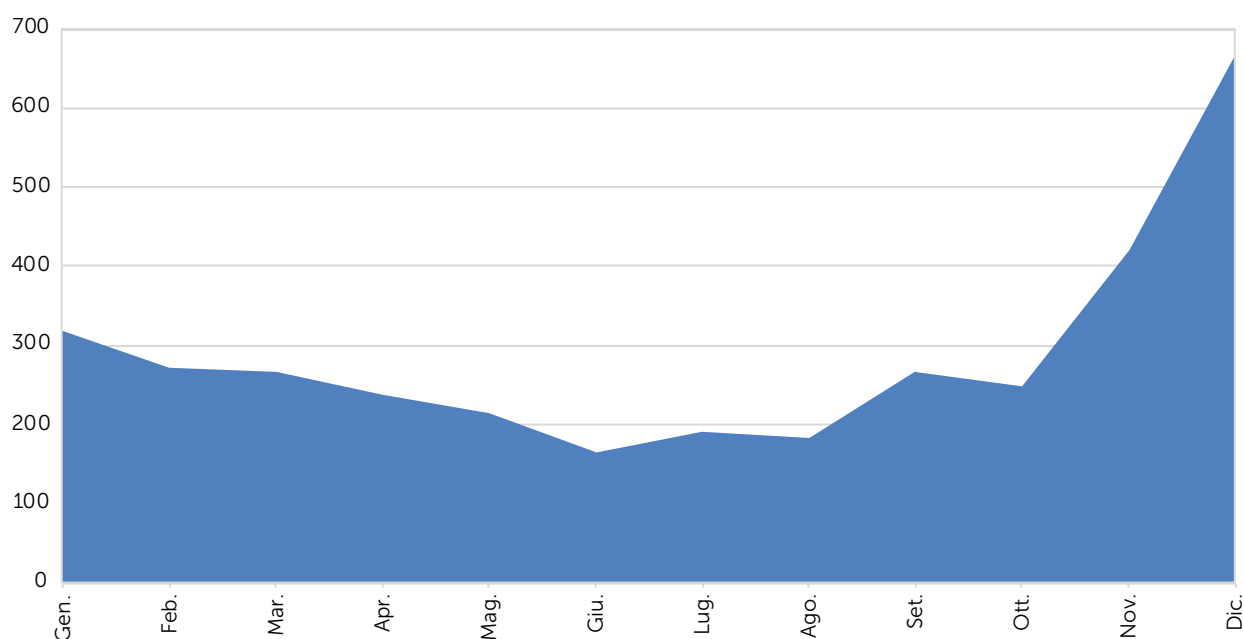
ARGOMENTO/SUB-ARGOMENTO	TOTALE	VALORE (%) SU TOTALE (*)
Costi e preventivi	6	43%
Lavori semplici-complessi	4	29%
Attivazione fornitura	2	14%
Spostamento contatore	2	14%
MISURA	3	0,1%
Verifica misuratore	2	67%
Cambio misuratore	1	33%
TOTALE	3.449	100%

(*) Valori percentuali dei macro-argomenti arrotondati per difetto.

Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

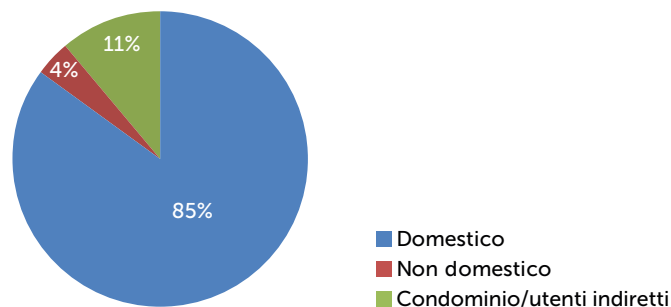
Nella successiva figura 10.22 viene data evidenza del *trend*, su base mensile, relativo ai reclami gestiti dallo Sportello nel 2021. Come si rileva dal grafico, il volume dei reclami gestiti in ciascun mese del 2021 è pressoché costante, se si escludono gli incrementi nei mesi di novembre e dicembre, determinati, come sopra accennato, dall'aumento dei reclami aventi a oggetto la mancata erogazione del bonus idrico 2021.

FIG. 10.22 Trend relativo ai reclami gestiti dallo Sportello nel settore idrico (2021)



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

I reclami hanno interessato, nell'85% dei casi, utenze domestiche (residenti e non residenti), nell'11% utenze condominiali e nel restante 4% utenze non domestiche (Fig. 10.23); sono stati trasmessi prevalentemente via e-mail/PEC (64% del totale), per il 32% tramite il portale dello Sportello e i restanti tramite posta ordinaria e fax (4%).

FIG. 10.23 Focus sulla tipologia di utenti finali dei reclami (2021)

Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Con riferimento ai reclami gestiti nel 2021 (Fig. 10.24), si segnala che il 91% è stato risolto attraverso la trattazione della controversia da parte dello Sportello, mentre il 5% è risultato in fase di definizione alla data del 31 dicembre 2021 (tra questi casi rientrano quelli in cui si era in attesa di risposta del gestore o di riscontro da parte dell'utente). Per il rimanente 4% dei casi, il gestore non ha fornito risposta entro i termini indicati dallo Sportello che, dopo aver provveduto con sollecito, nei casi di mancata risposta, ha trasmesso una segnalazione all'Autorità per la valutazione dei seguiti di competenza.

FIG. 10.24 Esito dell'attività di gestione dei reclami del settore idrico da parte dello Sportello (2021)

Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Nel corso del 2021, gli Uffici dell'Autorità hanno, inoltre, gestito direttamente oltre 100 istanze relative a problematiche o richieste di intervento ritenute meritevoli di particolari approfondimenti, quali reclami collettivi o segnalazioni circa le modalità applicative delle disposizioni regolatorie da parte dei gestori o comunicazioni aventi a oggetto aspetti tariffari. Al fine di definirne il merito e fornire riscontri tempestivi, l'Autorità è intervenuta, ove necessario, con specifiche richieste di informazioni, diffidando i gestori al rispetto della regolazione e coinvolgendo gli enti di governo dell'ambito territorialmente competenti.

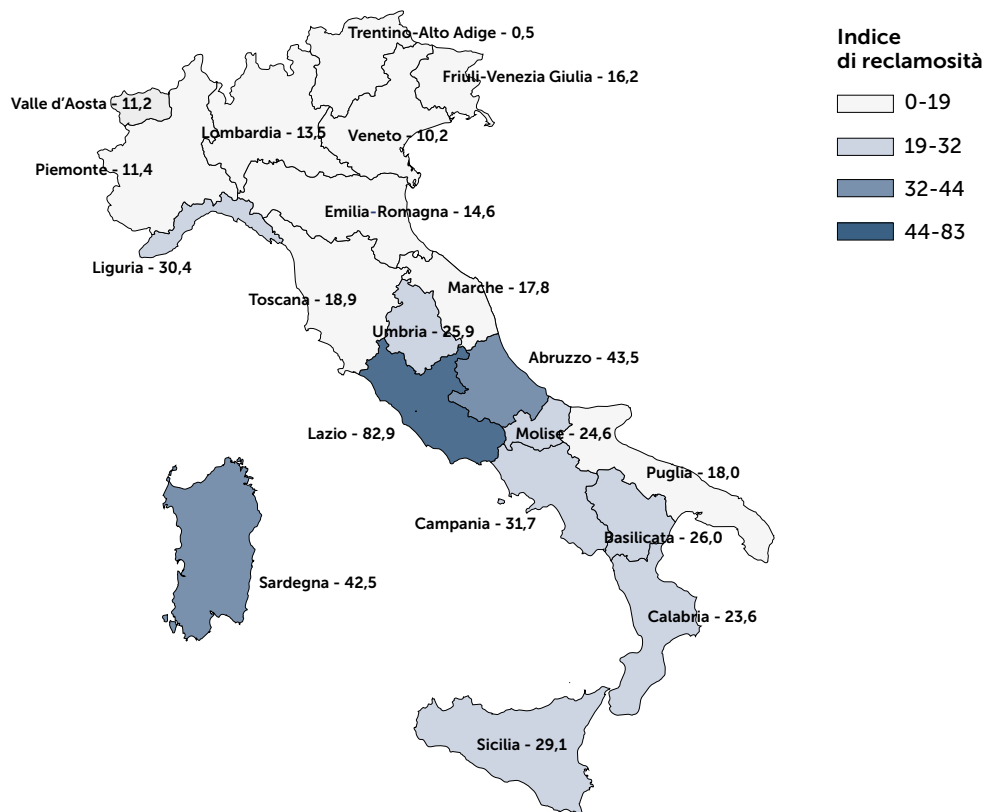
Nei confronti dei gestori inadempienti agli obblighi di risposta alle richieste di informazioni trasmesse dallo Sportello e alle diffide dell'Autorità, quest'ultima è intervenuta adottando un provvedimento di intimazione ad adempiere, quale presupposto per l'eventuale esercizio del potere sanzionatorio e prescrivivo di cui all'art. 2, comma 20, lettere c) e d), della legge n. 14 novembre 1995, n. 481. In tal senso, nel 2021, è stata adottata la delibera 13 aprile 2021, 145/2021/E/com, con la quale l'Autorità ha intimato a 6 gestori l'adempimento dell'obbligo di rispo-

sta alle richieste inviate dallo Sportello nell'ambito della gestione dei reclami scritti degli utenti del servizio idrico integrato. Nei confronti di un gestore, con la determina 3 maggio, 14/2021/idr – DSAI, è stato avviato un procedimento sanzionatorio in materia di richieste di informazioni dello Sportello e di bonus sociale idrico.

Come specificato nel precedente paragrafo del presente Capitolo, "Sportello per il consumatore energia e ambiente: l'informazione ai clienti e utenti finali", sono 180 i reclami ricevuti dallo Sportello per i quali, dopo avere fornito informazioni o chiarimenti, quest'ultimo ha provveduto a reindirizzare gli utenti al Servizio conciliazione, unico strumento disponibile *post reclamo* di primo livello in ragione dell'obbligo partecipativo alle procedure in capo ai gestori interessati. Le richieste di informazioni scritte, inviate allo Sportello dagli utenti del settore idrico, ammontano invece a 1.194. Sono risultate, infine, 22 le segnalazioni di utenti e associazioni su possibili disservizi o temi generali aventi a oggetto il settore idrico e 23 le istanze che lo Sportello ha classificato come di non competenza dell'Autorità, poiché inerenti alla qualità della risorsa idrica o a temi di natura tributaria o fiscale.

In base ai dati raccolti nell'ambito del monitoraggio relativo al periodo 2018-2021, effettuato dallo Sportello per conto dell'Autorità, è stato calcolato l'indice di reclamosità per il settore idrico. È stato preso quale riferimento il numero dei reclami trasmessi allo Sportello dal 2018 (anno in cui è stata avviata l'estensione al settore idrico del sistema di tutele) rapportato a 100.000 abitanti per Regione (Fig. 10.25). La Regione con l'indice più elevato di reclamosità è il Lazio (82,9), seguita dall'Abruzzo (43,5), dalla Sardegna (42,5), dalla Campania (31,7) e dalla Liguria (30,4).

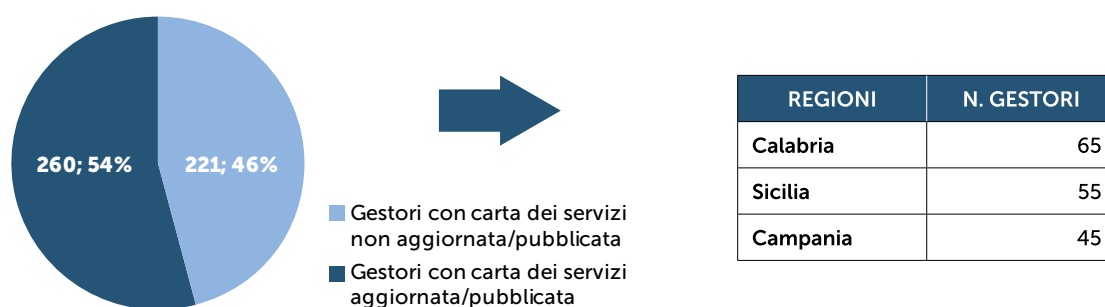
FIG. 10.25 *Indice di reclamosità per il settore idrico su base regionale (2018-2021)*



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Nell'ambito del suddetto monitoraggio è stata verificata la pubblicazione, da parte dei gestori, sui propri siti internet, della Carta dei servizi, al fine di rilevarne l'aggiornamento con le più recenti disposizioni approvate dall'Autorità in materia di qualità contrattuale e tecnica del servizio. Nella successiva figura 10.26, sono riportati gli esiti delle verifiche svolte, che hanno interessato 481 gestori (circa il 20% in più dei gestori coinvolti nel monitoraggio nel 2020) destinatari delle istanze scritte trasmesse dagli utenti allo Sportello; è emerso che il 54% del totale, pari a 260 gestori, ha pubblicato sul proprio sito internet la Carta dei servizi aggiornata alle disposizioni dell'Autorità, mentre, nel restante 46% dei casi, pari a 221 gestori (prevalentemente piccoli Comuni che gestiscono direttamente il servizio idrico integrato in Campania, Calabria e Sicilia), la Carta dei servizi non è stata pubblicata o non è risultata aggiornata alle disposizioni regolatorie in tema di qualità contrattuale del servizio. Questa attività di monitoraggio consente, tra l'altro, di delineare le diverse dinamiche che si sviluppano sul territorio nazionale, più diffusamente descritte dall'Autorità nella Relazione semestrale alle Camere sul rispetto delle prescrizioni stabilite dal decreto legislativo n. 3 aprile 2006, n. 152 e sullo stato di riordino del settore, con cui si fornisce evidenza degli adempimenti, da parte delle regioni, degli enti di governo dell'ambito e degli enti locali, degli obblighi posti a loro carico dal legislatore.

FIG. 10.26 Focus sui gestori del settore idrico – Carta dei servizi (2021)



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

I reclami nel settore del telecalore

A partire dal 1° luglio 2021 è stata data attuazione alla delibera 15 dicembre 2020, 537/2020/E/tlr, con la quale è stata estesa la disponibilità dei servizi di *contact center* dello Sportello per la gestione delle richieste di informazioni, scritte e telefoniche, anche al settore del telecalore. Per gli utenti finali è stato possibile attivare, nei casi in cui la problematica insorta con l'operatore non sia stata risolta mediante il reclamo di primo livello, una procedura di conciliazione dinanzi al Servizio conciliazione dell'Autorità, al quale gli operatori, per almeno un biennio, possono aderire volontariamente. Come per il settore idrico, anche per il settore del telecalore non è transitoriamente operativo l'obbligo del tentativo di conciliazione ai fini dell'accesso alla giustizia ordinaria.

Sino al mese di giugno 2021 le segnalazioni e le richieste di informazioni degli utenti sono state gestite dagli Uffici dell'Autorità che, ove necessario, hanno fornito un riscontro, dopo aver verificato che le istanze fossero state trasmesse all'operatore per una prima risposta nei termini previsti dall'art. 15 della Regolazione della qualità commerciale dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento (RQCT, Allegato A alla delibera 23 novembre 2021, 526/2021/R/tlr). A partire dal mese di luglio 2021, sono state 27 le comunicazioni scritte inviate dagli utenti del settore del telecalore, che l'Autorità ha provveduto a trasferire allo Sportello per consentirne la corretta ge-

stione; esse possono essere così suddivise: 13 richieste di informazioni sulla regolazione applicabile al caso di specie e sugli strumenti di tutela *post reclamo*, 13 reclami reindirizzati al Servizio conciliazione e 1 segnalazione.

I reclami nel settore dei rifiuti

Nel 2021, in base a quanto previsto dalla delibera 5 aprile 2018, 197/2018/R/rif, lo Sportello ha proseguito l'attività di gestione delle istanze trasmesse dagli utenti del settore rifiuti all'Autorità, utilizzando le risorse già impegnate per lo svolgimento delle analoghe attività per i settori energetici e idrico e con le medesime modalità operative, ove compatibili. Le comunicazioni scritte degli utenti, trasmesse allo Sportello nel 2021, sono state 140; di queste: 80 sono state classificate come richieste di informazioni (di cui 13 con oggetto il tema bonus TARI), 58 come reclami e 2 di non competenza dell'Autorità. I reclami hanno interessato, in particolare, le tariffe applicate dai gestori (55%) e la qualità del servizio (33%). Con riferimento al tema della qualità del servizio, si segnala che, a partire dal 1° gennaio 2023, sarà operativo 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, gli obblighi di qualità contrattuale e tecnica cui saranno tenuti i gestori, prevedendo *standard* minimi e generali in materia di attivazione, variazione e cessazione del servizio nonché per la gestione dei reclami e delle richieste di informazioni scritte degli utenti.

Iniziative a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico, gas e idrico

Il 2021 è stato il primo anno di attuazione del nuovo regime di riconoscimento automatico dei bonus sociali elettrico, gas e idrico per disagio economico, introdotto dal decreto legge n. 26 ottobre 2019, n. 124, convertito con modificazioni dalla legge n. 19 dicembre 2019, n. 157 (decreto legge n. 124/2019).

Il predetto decreto legge ha demandato all'Autorità la definizione delle modalità attuative del nuovo regime automatico, in continuità con quanto previsto dal Legislatore per il precedente regime, basato sulla presentazione di apposita domanda di accesso ai bonus da parte del nucleo familiare interessato. In particolare, il decreto ha previsto che l'Autorità definisca: i) sentito il Garante per la protezione dei dati personali, le modalità di trasmissione delle informazioni utili da parte dell'Istituto nazionale della previdenza sociale (INPS) al Sistema informativo integrato (SII) gestito da Acquirente unico; ii) le modalità applicative per l'erogazione delle agevolazioni.

Con la delibera 23 febbraio 2021, 63/2021/R/com, a conclusione del processo di consultazione di tutti i soggetti interessati condotto nel corso dell'anno precedente e tenuto conto del parere del Garante per la protezione dei dati personali, rilasciato in data 17 dicembre 2020, l'Autorità ha definito le modalità applicative del regime di riconoscimento automatico delle tre agevolazioni (bonus sociale elettrico, gas e idrico per disagio economico), che hanno sostituito le disposizioni regolatorie del precedente sistema "a domanda" (principalmente contenute nel Testo integrato delle modalità applicative dei regimi di compensazione della spesa sostenuta dai clienti domestici

disagiati per le forniture di energia elettrica e gas naturale – TIBEG e nel Testo integrato delle modalità applicative del bonus sociale idrico – TIBSI)⁶.

Con la successiva delibera 27 maggio 2021, 223/2021/R/com, tenuto conto del citato parere del Garante, l'Autorità ha: definito le modalità tecniche con cui avviene la trasmissione da parte dell'INPS al SII dei dati personali tratti dalle Dichiarazioni sostitutive uniche (DSU) dei nuclei familiari in condizioni di disagio economico⁷, che sono strettamente necessari al riconoscimento automatico dei tre bonus, come precedentemente individuati dalla delibera 63/2021/R/com (incluse le relative misure di sicurezza); assunto la titolarità del trattamento di tali dati per le ragioni ed entro i limiti esposti in motivazione e nominato Acquirente unico come Responsabile del trattamento.

Il processo per il riconoscimento automatico dei bonus elettrico, gas e idrico per disagio economico, disciplinato in dettaglio dalla delibera 63/2021/R/com, prevede che:

- mensilmente il Gestore del SII riceve da INPS i dati dei nuclei familiari che risultano in stato di disagio economico in base alle DSU attestate dalla stessa INPS nel mese precedente;
- il SII verifica che nessuno dei componenti del nucleo familiare sia già beneficiario di un bonus sociale elettrico/gas/idrico per lo stesso anno di competenza della DSU;
- in caso di esito positivo di tale verifica, il SII ricerca un contratto di fornitura diretta di energia elettrica e/o di gas naturale intestato a uno dei codici fiscali dei componenti del nucleo familiare, incrociando i dati ricevuti dall'INPS relativi al nucleo con quelli contenuti nel Registro centrale unico dello stesso SII (banca dati informativa contenente le informazioni sui contratti di fornitura di energia elettrica e di gas naturale);
- se il SII individua un contratto di fornitura diretta di energia elettrica o di gas naturale intestato a uno dei componenti del nucleo familiare ISEE, verifica che la fornitura abbia i requisiti di ammissibilità previsti nel provvedimento (fornitura attiva – o sospesa per morosità – e per uso domestico)⁸;
- in caso di esito positivo di tali verifiche, il SII individua l'ammontare annuo del bonus tra i valori definiti dall'Autorità (differenziati in base alla numerosità del nucleo familiare e, per il bonus gas, all'uso del gas e alla zona climatica) e trasmette agli operatori abbinati al POD/PDR individuato le informazioni necessarie per l'erogazione del bonus in bolletta (dettagliate nel provvedimento), con il criterio del *pro quota die*;
- ai fini del riconoscimento del bonus gas, qualora il SII non individui alcuna fornitura diretta di gas naturale per usi di riscaldamento afferente al nucleo familiare, Acquirente unico invia al nucleo una comunicazione, i cui contenuti sono stati definiti dall'Autorità con determina del Direttore della Direzione *Advocacy* Consumatori e Utenti (DACU) 6/2021⁹ del 20 luglio 2021, contenente, tra l'altro, le informazioni e le indicazioni utili per poter dichiarare, se del caso, di usufruire di una fornitura centralizzata e comunicare il relativo codice PDR, ai fini delle successive verifiche di ammissibilità all'agevolazione da parte del SII; in caso di esito positivo di tali verifiche¹⁰, il SII trasmette alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) i dati necessari ai fini dell'erogazione del bonus gas al nucleo familiare avente diritto in un'unica soluzione, mediante bonifico domiciliato che (come nel precedente sistema "a domanda") viene materialmente erogato da Poste Italiane su mandato di

6 Non rientra, invece, nell'ambito di applicazione del decreto legge n. 124/2019 il bonus sociale elettrico per disagio fisico, che è rimasto "a domanda" e continua a essere gestito attraverso il sistema SGate, nell'ambito della specifica Convenzione tra l'Autorità e l'ANCI approvata con la delibera 28 gennaio 2020, 13/2020/R/com. Le disposizioni del TIBEG applicabili al bonus per disagio fisico sono state sostituite dalla nuova versione di Testo integrato di cui all'Allegato D alla delibera 63/2021/R/com. Si veda, più diffusamente, la successiva sezione del presente paragrafo, denominata "Il bonus elettrico per disagio fisico".

7 Le condizioni di disagio economico che, nel 2021, hanno consentito l'accesso automatico ai bonus agli aventi diritto non sono cambiate rispetto al passato. Pertanto, il nucleo familiare deve, in alternativa: avere un ISEE non superiore a 8.265 euro; avere almeno 4 figli a carico (famiglia numerosa) e indicatore ISEE non superiore a 20.000 euro; essere titolare di Reddito di cittadinanza o Pensione di cittadinanza.

8 Tale ricerca viene reiterata dal SII in ciascuno dei mesi successivi, sino al termine del periodo di validità dell'attestazione ISEE (31 dicembre dell'anno di competenza).

9 Successivamente modificata e integrata dalla determina 24 gennaio 2022, 2/2022 – DACU.

10 Con la delibera 3 agosto 2021, 343/2021/R/com, l'Autorità ha approvato con modifiche e precisazioni la proposta di "Progetto clienti indiretti bonus gas 2021-2022" presentato da Acquirente unico in attuazione di quanto disposto dalla delibera 63/2021/R/com. Con il medesimo provvedimento è stato anche approvato l'"Aggiornamento del Progetto Sportello 2021-2022" per il periodo 1° gennaio 2021-31 dicembre 2022, presentato da Acquirente unico.

CSEA, nell'ambito della Convenzione in materia stipulata da quest'ultima su mandato dell'Autorità¹¹; il nucleo familiare riceve apposita comunicazione con le istruzioni per la riscossione del bonifico;

- ai fini del riconoscimento del bonus idrico, invece, l'individuazione della fornitura idrica agevolabile viene effettuata dal gestore idrico territorialmente competente, individuato dal SII sulla base dei criteri indicati nella delibera 63/2021/R/com, in quanto il SII non dispone di informazioni sui contratti idrici d'utenza in essere; nel caso in cui il gestore idrico individui una fornitura idrica diretta intestata a uno dei componenti del nucleo familiare e che rispetta i requisiti di ammissibilità previsti nel provvedimento (fornitura attiva, con tariffa per usi domestici e residente), il gestore stesso provvede a quantificare il bonus spettante applicando i criteri indicati nel provvedimento e a erogarlo in bolletta, con le modalità previste dalla delibera; diversamente, se il nucleo familiare non risulta intestatario di una fornitura idrica diretta ma, in base alle informazioni che il gestore ha ricevuto dal SII, risulta titolare di un POD attivo e domestico, il gestore idrico assume che il nucleo sia servito (anche) da una fornitura idrica di tipo condominiale e procede a erogare l'agevolazione con assegno circolare o altra modalità indiretta tracciabile.

Tenuto conto dei tempi richiesti per lo sviluppo dei necessari sistemi informatici da parte degli operatori interessati e del SII, la delibera 63/2021/R/com, fermo restando il riconoscimento agli aventi diritto anche di eventuali quote di bonus già maturate dal 1° gennaio 2021 (come previsto dal decreto legge n. 124/2019), ha disposto l'entrata in operatività delle disposizioni in essa contenute dal 1° giugno 2021 per quanto riguarda le attività di competenza del SII, e dal 1° luglio 2021 per quanto riguarda quelle di competenza degli operatori, disponendo che, a tal fine, Acquirente unico pubblicasse preventivamente le specifiche tecniche funzionali all'implementazione delle disposizioni regolatorie relative all'individuazione delle forniture da agevolare e all'erogazione delle agevolazioni agli aventi diritto da parte dei competenti operatori (specifiche tecniche che disciplinano le modalità di scambio dei dati previsti nel provvedimento tra il SII, gli operatori interessati e CSEA).

Con la successiva delibera 22 giugno 2021, 257/2021/R/com, l'Autorità ha integrato la delibera 63/2021/R/com, disciplinando le modalità applicative del bonus elettrico per punti di fornitura su reti di distribuzione non interconnesse (Allegato E alla delibera 63/2021/R/com) e precisando le modalità per la liquidazione di quote di bonus elettrico, gas e idrico di competenza dell'anno 2021 eventualmente già maturate alla data di entrata in operatività del sistema. Con il provvedimento, inoltre, è stato specificato l'ammontare del bonus elettrico per disagio fisico da applicare ai clienti con livelli di potenza pari a 3,5 kW e a 4 kW, prevedendone l'applicazione dal 1° agosto 2021 limitatamente ai nuovi percettori e dal 1° gennaio 2022 ai beneficiari già in essere.

Con la delibera 3 agosto 2021, 366/2021/R/com, l'Autorità ha precisato l'assetto delle responsabilità del trattamento dei dati personali funzionali al riconoscimento del bonus idrico agli utenti finali aventi diritto, del bonus elettrico ai clienti finali serviti da reti di distribuzione non interconnesse con il sistema elettrico nazionale e del bonus sociale gas per clienti domestici indiretti (ossia serviti da forniture condominiali).

Con la delibera 28 settembre 2021, 396/2021/R/com, è stata data attuazione al decreto legge n. 27 settembre 2021, n. 130, che ha, tra l'altro, previsto il rafforzamento dei bonus sociali elettrico e gas al fine di minimizzare, per i clienti domestici svantaggiati, gli incrementi della spesa per la fornitura previsti per il quarto trimestre 2021, stanziando complessivamente 450 milioni di euro. In particolare, con il provvedimento sono state introdotte, per il periodo dal 1° ottobre al 31 dicembre 2021, compensazioni integrative (c.d. "CCI") alla spesa sostenuta dai nuclei familiari in condizioni di disagio economico per la fornitura di energia elettrica e di gas naturale, aggiuntive rispetto a quelle già definite per l'anno 2021.

¹¹ Convenzione rinnovata con la delibera 18 maggio 2021, 200/22021/R/gas.

Con la delibera 30 dicembre 2021, 635/2021/R/com, è stata data attuazione all'art. 1, comma 508, della legge 30 dicembre 2021, n. 234 (c.d. legge di bilancio 2022), che ha previsto un rafforzamento dei bonus elettrico e gas nel primo trimestre 2022 al fine di minimizzare gli aumenti di spesa per la fornitura elettrica e gas sostenuti dai clienti domestici economicamente disagiati previsti per il primo trimestre 2022, fino a concorrenza dell'importo di 912 milioni di euro.

L'evoluzione degli importi del bonus elettrico per disagio economico nei vari anni è riportata nella tavola 10.15, che riporta anche i valori del bonus "ordinario" e "integrativo" per il quarto trimestre 2021 e il bonus "integrativo" per il primo trimestre 2022¹².

TAV. 10.15 *Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico, in €/anno per punto di prelievo (anni 2017-2022)*

NUMEROSITÀ FAMILIARE	2017	2018	2019	2020	2021	INTEGRATIVO IV TRIMESTRE 2021	2022	INTEGRATIVO I TRIMESTRE 2022
1-2 componenti	112 €	132€	125€	132€	128€	46€	128€	134,10€
3-4 componenti	137 €	161€	148€	161€	151€	55,20€	151€	163,80€
Oltre 4 componenti	165 €	194€	173€	194€	177€	64,40€	177€	192,60€

Fonte: ARERA.

Gli oneri connessi all'erogazione del bonus elettrico (per disagio economico e per disagio fisico) sono inseriti tra gli oneri generali afferenti al sistema elettrico e trovano copertura tramite la componente A_{SRIM} , ricompresa in bolletta per i clienti finali nella componente A_{RIM} ¹³, pagata da tutti i clienti che non beneficiano del bonus elettrico¹⁴ e integrata dai fondi a carico del bilancio dello Stato previsti dal decreto legge n. 27 settembre 2021, n. 130 e dalla legge n. 30 dicembre 2021, n. 234 (c.d. legge di bilancio 2022).

La tavola 10.16 riporta gli importi "ordinari" del bonus gas per l'anno 2021, mentre la successiva tavola 10.17 riporta le componenti integrative di bonus introdotte per il IV trimestre 2021 dalla predetta delibera 396/2021/R/com.

12 Con la delibera 635/2021/R/com, è stato lasciato invariato il valore di bonus "ordinario" definito per l'anno 2021, in via straordinaria rispetto alle modalità di aggiornamento previste dall'art. 13 dell'Allegato A alla delibera 63/2021/R/com, e si è intervenuti per ammortizzare gli aumenti di spesa, analogamente al IV trimestre 2021, tramite componenti compensative integrative (CCI), al fine di compensare le variazioni di spesa trimestrali.

13 L'art. 1 della delibera 27 dicembre 2017, 922/2017/R/eel, ha previsto che, a partire dal 1° gennaio 2018, l'elemento A_{SRIM} della componente A_{RIM} venga applicato indistintamente a tutte le utenze, ivi comprese quelle aventi diritto al bonus elettrico. Gli effetti di detta applicazione vengono compensati a favore degli utenti aventi diritto al bonus elettrico maggiorando il medesimo bonus del valore dell'elemento A_{SRIM} , applicato al consumo annuo di riferimento per ogni tipologia di cliente disagiato.

14 Per l'aggiornamento delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e gas, in vigore dal 1° gennaio 2021, si veda la delibera 29 dicembre 2020, 595/2020/R/com.

TAV. 10.16 Ammontare del bonus gas per i clienti in stato di disagio economico, in €/anno per punto di riconsegna (anno 2021)

AMMONTARE DELLA COMPENSAZIONE PER I CLIENTI DOMESTICI (€/ANNO PER PUNTO DI RICONSEGNA)		2021				
		ZONA CLIMATICA (Z)				
		A/B	C	D	E	F
Famiglie fino a 4 componenti (j = 1)						
u = AC	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	30	30	30	30	30
u = ACR	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	67	83	109	136	170
u = R	Riscaldamento	37	53	79	106	140
Famiglie con oltre 4 componenti (j = 2)						
u = AC	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	46	46	46	46	46
u = ACR	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	93	121	157	192	245
u = R	Riscaldamento	47	75	111	146	199

Fonte: ARERA.

TAV. 10.17 Ammontare del bonus gas integrativo per i clienti in stato di disagio economico, in €/anno per punto di riconsegna (IV trimestre 2021)

AMMONTARE DELLA COMPENSAZIONE PER I CLIENTI DOMESTICI (€/TRIMESTRE PER PUNTO DI RICONSEGNA)		1° OTTOBRE 2021-31 DICEMBRE 2021				
		ZONA CLIMATICA (Z)				
		A/B	C	D	E	F
Famiglie fino a 4 componenti (j = 1)						
u = AC	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	18,40	18,40	18,40	18,40	18,40
u = ACR	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	27,60	46,00	64,40	92,00	110,40
u = R	Riscaldamento	9,20	27,60	46,00	73,60	92,00
Famiglie con oltre 4 componenti (j = 2)						
u = AC	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	27,60	27,60	27,60	27,60	27,60
u = ACR	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	36,80	64,40	82,80	128,80	147,20
u = R	Riscaldamento	9,20	36,80	55,20	101,20	119,60

Fonte: ARERA.

Per la copertura dell'onere derivante dall'applicazione del bonus gas, l'Autorità ha istituito, all'interno della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, la componente GS e la componente GS_{tr}, poste a carico dei clienti finali diversi dai clienti domestici. Ai fondi raccolti a valere su tali clienti si aggiungono i fondi a carico del bilancio dello Stato.

La tavola 10.18 riporta l'ammontare del bonus gas integrativo definito per il I trimestre 2022 dalla predetta delibera 635/2021/R/com.

TAV. 10.18 Ammontare del bonus gas integrativo per i clienti in stato di disagio economico, in €/anno per punto di riconsegna (I trimestre 2022)

AMMONTARE DELLA COMPENSAZIONE PER I CLIENTI DOMESTICI (€/TRIMESTRE PER PUNTO DI RICONSEGNA)		1° GENNAIO 2022-31 MARZO 2022				
		ZONA CLIMATICA (Z)				
		A/B	C	D	E	F
Famiglie fino a 4 componenti (j = 1)						
u = AC	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9
u = ACR	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	189	252	351	459	529,20
u = R	Riscaldamento	134,10	197,10	296,10	405	474,30
Famiglie con oltre 4 componenti (j = 2)						
u = AC	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	100,80	100,80	100,80	100,80	100,80
u = ACR	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	281,7	372,60	513,90	666,90	756
u = R	Riscaldamento	180,90	271,80	413,10	566,10	655,20

Fonte: ARERA.

I bonus sociali per disagio economico in cifre

Nella fase di prima attuazione del meccanismo (bonus di competenza dell'anno 2021), le tempistiche di avvio sono risultate differenziate per i diversi bonus, in ragione della diversità e del differente grado di complessità dei processi previsti per il riconoscimento del beneficio agli aventi diritto.

In particolare, come previsto dalla delibera 63/2021/R/com, a luglio 2021 è stato avviato il processo finalizzato al riconoscimento dei bonus sociali elettrici e gas alle forniture dirette e, successivamente, il processo per il riconoscimento del bonus sociale gas nel caso di nuclei familiari serviti da forniture condominiali (processo che, come sopra evidenziato, viene attivato solo qualora non sia stata prima individuata una fornitura diretta intestata a uno dei componenti del nucleo familiare in condizione di disagio economico), garantendo agli aventi diritto la corresponsione di eventuali quote di bonus 2021 precedentemente maturate.

Il processo per il riconoscimento del bonus sociale idrico ha richiesto maggiori approfondimenti e adempimenti, in particolare in ordine al rispetto della normativa in materia di tutela dei dati personali. Tale processo, infatti, implica il trattamento su larga scala dei dati personali dei componenti dei nuclei familiari agevolabili, da parte di diversi soggetti, incaricati quali Responsabili del trattamento; pertanto, al fine di garantire la tutela rafforzata dei diritti degli interessati, in questo particolare contesto si è reso necessario effettuare un'adeguata valutazione d'impatto ai sensi della normativa in materia, a copertura di tutto il settore.

Di conseguenza, il bonus sociale idrico 2021 verrà riconosciuto agli aventi diritto nel corso dell'anno 2022, con modalità semplificate che sono state oggetto di confronto con le principali associazioni rappresentative dei gestori idrici nei primi mesi del 2022.

Nel seguito, dunque, si riportano i risultati relativi al meccanismo automatico con riferimento all'anno di competenza 2021 e ai bonus sociali elettrico e gas per disagio economico.

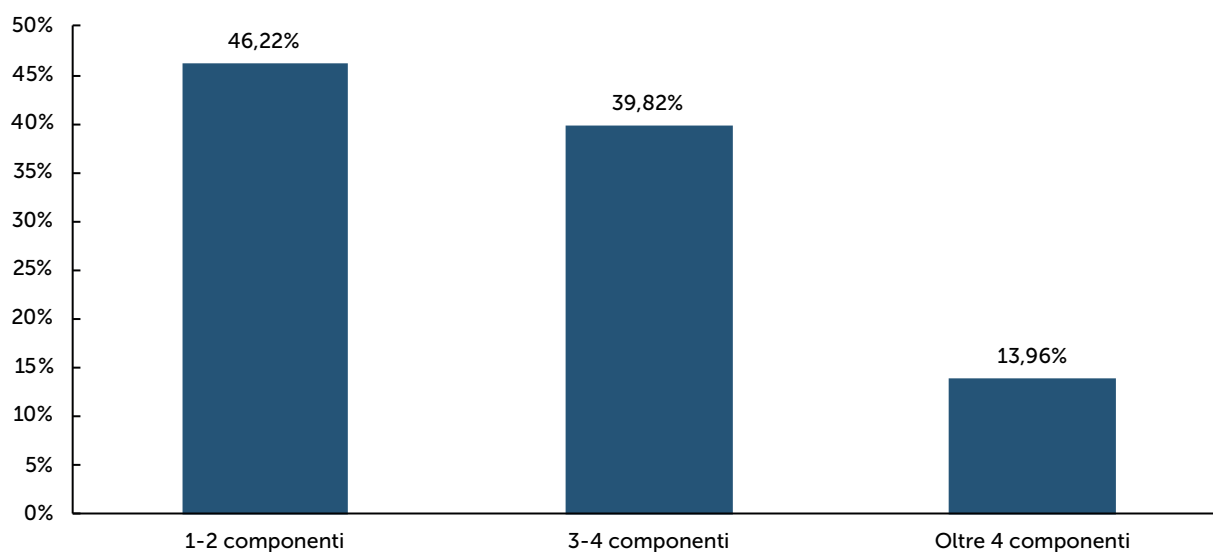
Il SII ha ricevuto da INPS un totale di 4.281.855 DSU nel periodo gennaio-dicembre 2021.

Le verifiche completate dal SII, in attuazione di quanto disposto dalla delibera 63/2021/R/com, hanno portato al riconoscimento di 2.487.599 bonus elettrici e 1.537.884 bonus gas a clienti diretti, ossia titolari di forniture individuali di gas naturale.

L'importo annuale corrispondente ai bonus riconosciuti è pari a circa 488,1 milioni di euro per i bonus elettrici e a circa 208,7 milioni di euro per i bonus gas diretti¹⁵.

Le caratteristiche dei nuclei familiari beneficiari che impattano sul valore dei bonus riconosciuti non sembrano differire in modo significativo da quelle dei nuclei beneficiari nel precedente sistema "a domanda": in termini di numerosità del nucleo familiare, si registra una netta prevalenza dei nuclei fino a 4 componenti, sia per l'elettrico sia per il gas; per il bonus gas, in termini di zona climatica di localizzazione della fornitura, si registra una prevalenza delle fasce climatiche E e D, nelle quali è localizzato l'80,19% delle forniture dirette che hanno beneficiato dell'agevolazione.

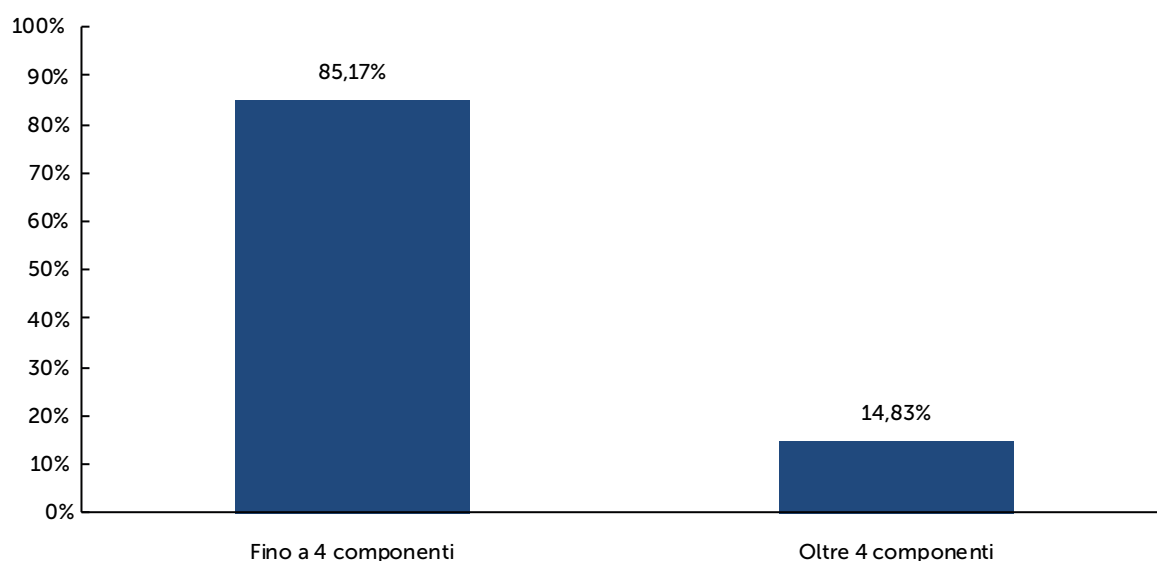
FIG. 10.27 Ripartizione percentuale per numero di componenti dei nuclei familiari beneficiari di bonus elettrico per disagio economico (gennaio-dicembre 2021)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati SII.

¹⁵ Importo annuo corrispondente ai bonus riconosciuti per l'anno di competenza 2021. 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.

FIG. 10.28 Ripartizione percentuale per numero di componenti dei nuclei familiari beneficiari di bonus gas per disagio economico (gennaio-dicembre 2021)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati SII.

Per quanto attiene, invece, al tipo di utilizzo del gas, i bonus riconosciuti sono relativi a forniture dirette per acqua calda sanitaria, cottura cibi e riscaldamento nel 54,57% dei casi (rispetto all'82,1% nel 2020, che ricomprende però anche i clienti indiretti), a forniture per soli usi di acqua calda sanitaria e cottura cibi nel 45,39% dei casi e marginalmente a forniture per solo riscaldamento (0,04%).

Per il bonus gas, tuttavia, il confronto con gli anni precedenti è relativamente significativo, in quanto i dati sono limitati ai soli bonus riconosciuti a forniture dirette, in attesa del completamento del processo previsto dalla delibera 63/2021/R/com ai fini dell'identificazione delle eventuali forniture condominiali agevolabili, sulla base delle dichiarazioni rese dai nuclei familiari interessati (si veda quanto sinteticamente esposto più sopra in merito a tale processo). Ai fini dell'individuazione di nuclei familiari in disagio economico serviti da forniture condominiali, in attuazione di quanto disposto dalla predetta delibera 63/2021/R/com, per l'anno di competenza 2021 sono state inviate da Acquirente unico circa 2,7 milioni di comunicazioni di cui alla determina 20 luglio 2021, 6/2021 – DACU, la maggioranza delle quali (oltre 2 milioni) a nuclei che, in base alle verifiche effettuate dal SII, non sono risultati titolari di alcuna fornitura diretta di gas naturale (la parte rimanente riguarda, invece, nuclei familiari che sono risultati titolari di una fornitura diretta di gas naturale per soli usi di acqua calda sanitaria e/o cottura cibi e che, dunque, qualora risultassero serviti anche da una fornitura condominiale di gas per riscaldamento, avrebbero diritto anche al bonus gas per riscaldamento).

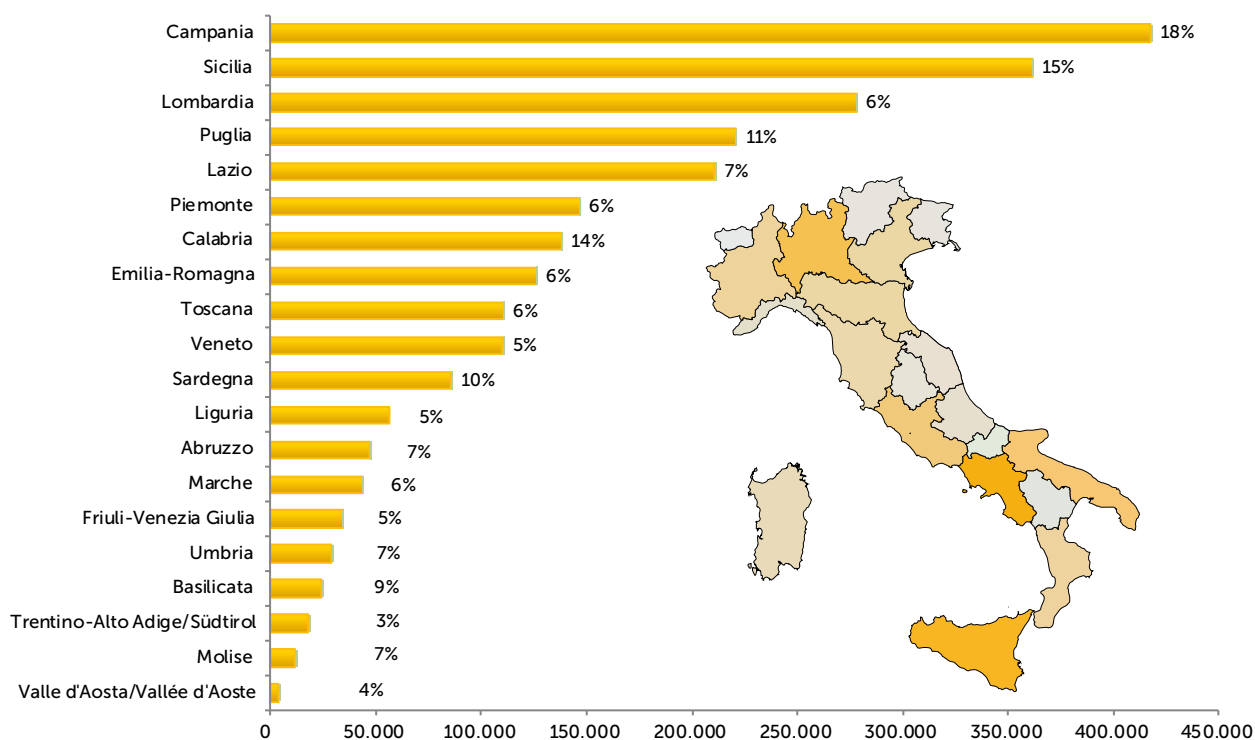
Allo stato, solo circa il 2% dei destinatari di tali comunicazioni ha dichiarato di usufruire di una fornitura di gas centralizzata per riscaldamento, dichiarando il relativo PDR e le ulteriori informazioni richieste, funzionali alle successive verifiche di ammissibilità da parte del SII previste dalla delibera 63/2021/R/com.

Nella gran parte dei casi, sulla base delle verifiche effettuate dal SII, i nuclei familiari in condizioni di disagio economico che non hanno beneficiato delle agevolazioni non sono risultati titolari di alcuna fornitura diretta attiva/sospesa per morosità (98,49% nell'elettrico e 99,33% nel gas). In un numero molto limitato di casi (1,51% per l'e-

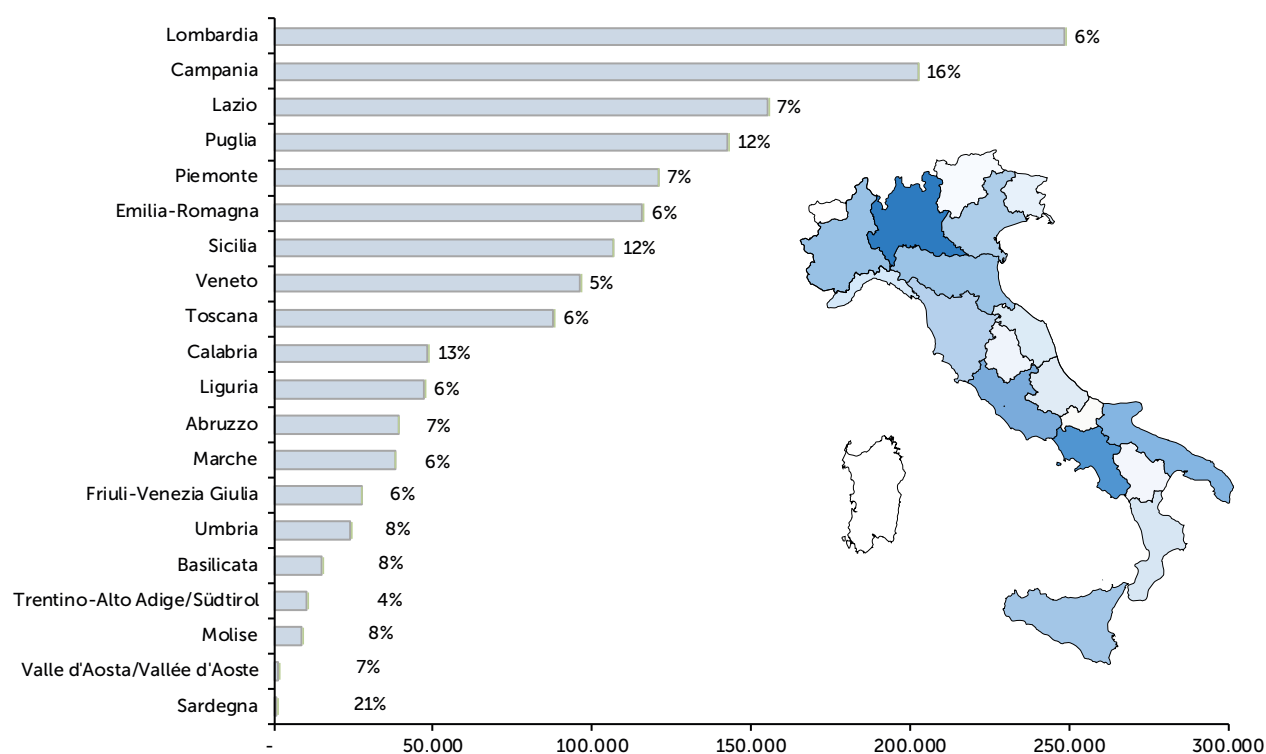
lettrico e 0,67% per il gas) il mancato riconoscimento del bonus è connesso all'individuazione di forniture dirette attive afferenti al nucleo familiare interessato che, tuttavia, non presentano gli ulteriori requisiti di ammissibilità previsti dalla normativa e dalla regolazione.

Le due figure 10.29 e 10.30 mostrano la distribuzione regionale dei bonus elettrici e dei bonus gas diretti per disagio economico riconosciuti per l'anno 2021 e la percentuale rispetto ai POD/PDR totali domestici della regione.

FIG. 10.29 Distribuzione dei bonus elettrici per disagio economico a livello regionale e percentuale rispetto ai POD totali domestici della regione



Fonte: ARERA, elaborazione su dati SII.

FIG. 10.30 Distribuzione dei bonus gas per disagio economico a livello regionale e percentuale rispetto ai PDR totali domestici della regione

Fonte: ARERA, elaborazione su dati SII.

Complessivamente, si registra una percentuale maggiore di bonus elettrici nelle regioni del Sud rispetto alle altre aree del Paese, mentre per il bonus gas il maggior numero di bonus si registra nelle aree del Nord-Ovest (Tav. 10.19).

Il rapporto tra bonus gas e bonus elettrico è minimo nelle isole (aree meno metanizzate).

TAV. 10.19 Ripartizione percentuale dei nuclei familiari beneficiari di bonus elettrico e gas per disagio economico per area geografica^(A) (anno 2021)

	NORD-OVEST	NORD-EST	CENTRO	SUD	ISOLE
Elettrico^(B) % su totale	19,61%	11,67%	15,93%	34,73%	18,06%
Gas % su totale	27,19%	16,25%	19,88%	29,69%	6,98%
Gas/elettrico %	86,14%	86,53%	77,53%	53,11%	24,02%

(A) Il Nord-Ovest comprende: Liguria, Lombardia, Piemonte e Valle d'Aosta; il Nord-Est comprende: Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Trentino-Alto Adige, Veneto; il Centro comprende: Lazio, Marche, Toscana e Umbria; il Sud comprende: Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Molise, Puglia; le Isole comprendono: Sardegna e Sicilia.

(B) Escluso il bonus per disagio fisico, che incide per circa l'1,7% sul totale dei bonus elettrici in erogazione.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati SII.

Evoluzione del numero di beneficiari di bonus elettrico e gas per disagio economico

Per effetto dell'introduzione del nuovo regime di riconoscimento automatico agli aventi diritto, il numero complessivo di beneficiari di bonus sociali per disagio economico regolati dall'Autorità è significativamente aumentato rispetto agli anni precedenti, come evidenziato nella tavola 10.20.

TAV. 10.20 Clienti titolari di bonus elettrico e gas per disagio economico (anni 2017-2021)

	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	
2017	706.969	25.473	499.808	1.232.250
2018	771.566	23.589	519.375	1.314.530
2019	829.209	8.389	558.514	1.396.112
2020	805.303	8.551	543.963	1.357.817
<i>Regime di riconoscimento automatico (decreto legge n. 124/2019 e delibere attuative ARERA)</i>				
2021	2.487.599	(*)	1.537.884	4.025.483
Variazione % 2021/2020	208,9%	(*)	182,7%	196,46%

(*) Nei beneficiari di bonus elettrico per disagio economico sono ricompresi i beneficiari della Carta acquisti (legge n. 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.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati SGAt e SII.

Il bonus elettrico per disagio fisico

L'accesso al bonus elettrico per disagio fisico nell'anno 2021 è rimasto su istanza del nucleo familiare interessato, in quanto tale bonus non rientra nell'ambito di applicazione dell'art. 57-bis, comma 5, del decreto legge n. 124/2019.

Al 31 dicembre 2021 i nuclei familiari con bonus attivo per l'utilizzo di apparecchiature elettriche per il mantenimento in vita erano 41.967, in lieve aumento rispetto all'anno precedente (Tav. 10.21).

TAV. 10.21 Clienti titolari di bonus elettrico per disagio fisico (anni 2017-2021)

	BONUS PER DISAGIO FISICO
2017	32.643
2018	35.903
2019	41.068
2020	41.046
2021	41.967
Variazione % 2021/2020	2,2%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati SGAt.

L'agevolazione è articolata in tre fasce di consumo, in funzione del tipo di apparecchiatura/e utilizzata/e, dei consumi medi orari di ciascuna tipologia di apparecchiatura/e e delle ore medie di utilizzo giornaliero. Sulla base di questi elementi, certificati dalla ASL competente, il cliente viene assegnato a una delle fasce di compensazione previste. Le tre fasce sono ulteriormente differenziate per tener conto della potenza impegnata. La delibera 22 giugno 2021, 257/2021/R/com, ha specificato l'ammontare del bonus da applicare ai clienti in condizioni di disagio fisico e con livelli di potenza pari a 3,5 kW e a 4 kW, prevedendone l'applicazione dal 1° agosto 2021 limitatamente ai nuovi percettori e dal 1° gennaio 2022 ai beneficiari già in essere.

La Tavola 10.22 indica il valore economico del bonus per disagio fisico per l'anno 2021, componente ordinaria e componente integrativa ("CCI") introdotta dalla delibera 28 settembre 2021, 396/2021/R/com, di cui si è detto nella parte introduttiva del presente paragrafo.

TAV. 10.22 Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio fisico (anno 2021)

	2021 (ORDINARIO)			2021 (INTEGRATIVO)		
	FASCIA MINIMA	FASCIA MEDIA	FASCIA MASSIMA	FASCIA MINIMA	FASCIA MEDIA	FASCIA MASSIMA
Extra consumo rispetto a un utente tipo (2.700 kWh/anno)	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
	€/anno per punto di prelievo			€/trimestre per punto di prelievo		
Ammontare del bonus 3 kW	185	305	440	18,40	27,60	36,80
Ammontare del bonus 3,5 kW	229 (*)	336 (*)	460 (*)	18,40	27,60	36,80
Ammontare del bonus 4 kW	240 (*)	347(*)	475(*)	18,40	27,60	36,80
Ammontare del bonus da 4,5kW in su	433	548	663	18,40	27,60	36,80

(*) Valori per i nuovi percettori dal 1° agosto 2021 e per tutti i beneficiari dal 1° gennaio 2022.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati SGAtc.

La tavola 10.23 confronta la distribuzione per fasce dei beneficiari di bonus per disagio fisico registrata nell'anno 2021 con quella registrata nell'anno 2020; nel 2021 risultano leggermente in aumento i percettori della fascia minima e con 4,5 kW di potenza.

TAV. 10.23 Ripartizione percentuale per fasce dei bonus per disagio fisico (anni 2020-2021)

	2020			2021		
	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	59,8%	17,5%	12,9%	58,45%	18,59%	12,46%
Da 3,5 kW	-	-	-	0,00%	0,00%	0,00%
Da 4 kW	-	-	-	0,00%	0,01%	0,00%
Da 4,5 kW	5,6%	2,2%	2,0%	5,99%	2,33%	2,16%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati SGAtc.

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 2021 sono stati oggetto di iniziative di approfondimento e confronto, oltre ai tradizionali incontri per la presentazione dei provvedimenti di aggiornamento trimestrale delle condizioni economiche in regime di tutela per i clienti domestici di energia elettrica e gas, rientrano: le misure per l'aggiornamento e la modifica della regolazione della Bolletta 2.0, per le quali le associazioni rappresentative dei clienti domestici e non domestici sono state coinvolte nelle attività svolte da un apposito Tavolo tecnico; l'estensione graduale al settore idrico del sistema di tutele per i reclami e le controversie, anch'esse trattate nell'ambito di un apposito Tavolo tecnico; la formazione e l'evoluzione dei prezzi dell'energia per i consumatori domestici, affrontati in un incontro di carattere seminariale in cui sono stati approfonditi e analizzati i principali elementi che hanno determinato la formazione e l'andamento dei prezzi nei mercati all'ingrosso e al dettaglio.

Le associazioni dei consumatori domestici e non domestici fanno, inoltre, parte dell'Osservatorio permanente della regolazione energetica, idrica e del teleriscaldamento, istituito dall'Autorità con la delibera 5 marzo 2015, 83/2015/A, che svolge la propria attività sia attraverso le riunioni del Forum plenario, al quale partecipano tutti i componenti, sia attraverso gli incontri di cinque Gruppi di lavoro che esaminano temi e problematiche settoriali (energia, gas, idrico, teleriscaldamento, efficienza energetica).

Progetti finanziati mediante il Fondo sanzioni

Nel corso del 2021 è proseguita la realizzazione delle attività a vantaggio dei consumatori di energia elettrica, di gas e del servizio idrico integrato, finanziate mediante le risorse del Fondo sanzioni, alimentato con i proventi delle sanzioni irrogate dall'Autorità¹⁶.

¹⁶ Ai sensi dell'art. 11-bis del decreto legge n. 14 marzo 2005, n. 35, convertito, con modificazioni, dalla legge n. 14 maggio 2005, n. 80, come successivamente modificato e integrato, l'ammontare rinveniente dal pagamento delle sanzioni irrogate dall'Autorità è destinato a un fondo per il finanziamento di progetti a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas e del servizio idrico integrato, approvati dal Ministro dello sviluppo economico su proposta dell'Autorità stessa.

Tali risorse hanno garantito, anche per il 2021, 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 2017¹⁷. 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 avvalimento¹⁸.

I progetti a vantaggio dei consumatori attuati nel corso del 2021, oggetto di precedenti proposte dell'Autorità già approvate dal Ministro dello sviluppo economico, hanno riguardato:

- il sostegno alle procedure di conciliazione ADR (progetto PDR), svolte presso il Servizio conciliazione dell'Autorità o presso organismi ADR iscritti nell'elenco istituito con la delibera 17 dicembre 2015, 620/2015/E/com, che offrono procedure gratuite per i consumatori. Tra tali soggetti rientrano gli organismi ADR paritetici, previsti da appositi protocolli di intesa stipulati tra associazioni di consumatori e imprese o associazioni di imprese, disciplinati dal Codice del consumo. Il progetto, attivato il 1° gennaio 2020, in continuità con analoghi progetti giunti a scadenza alla fine del 2019, prevede l'erogazione, nell'arco del triennio 2020-2022, di contributi forfetari in relazione all'attività di rappresentanza del consumatore svolta dalle associazioni di consumatori iscritte nell'elenco previsto dall'art. 137 del Codice del consumo, per le procedure ADR svolte in conformità alle previsioni del relativo regolamento di conciliazione e concluse con il perfezionamento e la sottoscrizione in data certa di un verbale di accordo. Nel corso dell'anno 2021, nell'ambito del progetto PDR, sono state ammesse al contributo 4.103 procedure conciliative concluse con accordi transattivi tra le parti, delle quali 3.455 svolte presso il Servizio conciliazione e le restanti 648 svolte presso organismi ADR paritetici;
- l'attivazione, per il triennio 2020-2022, di una rete di sportelli territoriali qualificati delle associazioni dei consumatori iscritte nell'elenco previsto dall'art. 137 del Codice del consumo (progetto PQS). Il progetto è stato avviato il 1° gennaio 2020, in continuità con l'analogo progetto giunto a scadenza alla fine del 2019. Il progetto promuove l'operatività di una rete di punti di contatto (sportelli territoriali) delle associazioni di consumatori in grado di fornire ai clienti domestici informazione e assistenza qualificata sui servizi elettrico, gas e idrico, e comporta la copertura dei costi operativi del servizio fornito e delle attività di comunicazione destinate a promuovere la conoscenza e l'accesso dei consumatori ai servizi. Per il progetto in corso è stata prevista l'attivazione di 35 sportelli territoriali (a fronte dei 30 sportelli operativi attivati nel triennio precedente), che, nel corso del 2021, hanno registrato complessivamente oltre 23.000 contatti con i consumatori; di questi, oltre 5.500 contatti hanno dato luogo all'avvio di specifiche iniziative nei confronti di soggetti esercenti il servizio (richieste di informazioni, reclami, procedure di conciliazione);
- la formazione del personale delle associazioni di consumatori (progetto PFR). Il progetto, di durata triennale, intende soddisfare le esigenze di formazione e aggiornamento del personale delle associazioni di consumatori impegnato in attività di informazione e assistenza ai consumatori dei servizi elettrico, gas e idrico, svolte nell'ambito degli altri progetti, nonché la formazione e l'aggiornamento di esperti. Nel corso del 2021 è stata completata l'erogazione dei corsi relativi al servizio idrico integrato; in relazione alle restrizioni imposte dall'emergenza pandemica di Covid-19, l'erogazione dei corsi, originariamente prevista in modalità mista online/aula, ha potuto comunque avere luogo con lo svolgimento di sessioni formative in compresenza mediante strumenti telematici (*webinar*), in luogo delle previste sessioni in aula.

17 Articolo 1, comma 64 della legge n. 4 agosto 2017, n. 124.

18 Delibera 11 maggio 2021, 192/2021/A; delibera 25 maggio 2021, 219/2021/A.

Nel corso del 2021 l'Autorità ha inoltre formulato al Ministro dello sviluppo economico, con la delibera 30 novembre 2021, 532/2021/E/com, nuove proposte per ulteriori progetti a vantaggio dei consumatori: la realizzazione di attività di formazione e di aggiornamento del personale delle associazioni di consumatori sulla regolazione e sugli strumenti per l'informazione, sulla trattazione dei reclami e la risoluzione delle controversie nei settori di competenza dell'Autorità, in analogia con le attività di formazione oggetto di precedenti progetti in scadenza; la realizzazione di interventi volti a promuovere l'accesso da parte degli aventi diritto al sistema dei bonus sociali nei settori regolati dall'Autorità, per le fattispecie di bonus non automatizzabili; la realizzazione di campagne informative rivolte ai consumatori dei mercati finali dell'energia elettrica e del gas naturale. Le proposte formulate dall'Autorità sono state approvate dal Ministro con decreto dell'11 gennaio 2022.



CAPITOLO

11



**VIGILANZA
E CONTENZIOSO**

INTERSETTORIALE

Indagini, vigilanza, controllo e sanzioni

Indagini, vigilanza e controllo

Attività di vigilanza e controllo dell'Autorità

L'Autorità effettua controlli sui comportamenti degli operatori tenuti al rispetto delle disposizioni regolatorie individuando di volta in volta il perimetro di intervento, attraverso la definizione di un programma di attività annuale o deliberando specifiche campagne di vigilanza a fronte di segnalazioni o di evidenze in possesso degli Uffici. Per questo tipo di attività l'Autorità si avvale di diversi strumenti, quali indagini conoscitive, sopralluoghi ispettivi e controlli documentali.

Anche nel 2021, come ormai da molti anni, l'Autorità ha svolto le proprie attività di controllo in collaborazione con la Guardia di Finanza, sulla base di quanto previsto dal vigente Protocollo d'intesa tra le due istituzioni, ai sensi dell'art. 3 del decreto legislativo n. 19 marzo 2001, n. 68. Attraverso il Nucleo speciale beni e servizi, la Guardia di Finanza fornisce un contributo essenziale alle attività di controllo dell'Autorità, in termini sia di risorse, sia di competenze.

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.

Le attività di controllo *ex post* si affiancano a un crescente numero di iniziative che l'Autorità ha assunto negli anni per la promozione anche *ex ante* del corretto adempimento alle disposizioni regolatorie, attraverso, per esempio, l'interazione continua con i soggetti interessati, l'organizzazione di seminari informativi e di divulgazione finalizzati a illustrare le modalità applicative dei provvedimenti, in particolare di nuova emanazione, oppure attraverso la pubblicazione di chiarimenti, manuali, schede, ecc.

In materia di *enforcement*, il Quadro strategico 2019-2021 dell'Autorità ha previsto tra i suoi obiettivi (OS.6) l'ampliamento delle attività di controllo, anche tenuto conto dello sviluppo delle attività strutturali di analisi e di monitoraggio dei settori. Come già nell'anno precedente, anche per il 2021 l'obiettivo è stato perseguito con il ricorso, in particolare, ad attività ricognitive e di controllo documentale che hanno consentito di esaminare una vasta platea di soggetti e nuovi ambiti di attività, oltre che con lo svolgimento delle consolidate attività ispettive.

Per quanto riguarda specificamente le attività ispettive, si è garantita, come nel corso del 2020 e come meglio dettagliato in seguito, l'effettuazione delle ispezioni, che ha tuttavia scontato, in termini numerici, i ritardi accumulati in ragione dell'emergenza epidemiologica; al contempo, si sono rafforzati i controlli di tipo documentale.

Più in dettaglio, nel 2021 l'attività di controllo è stata svolta attraverso:

- controlli documentali, in particolare relativi al controllo dei costi da riconoscere in tariffa, al rispetto della regolazione da parte delle imprese di vendita al dettaglio di energia elettrica e gas, alla corretta erogazione degli incentivi alle imprese energivore, nonché alla corretta contribuzione, da parte delle imprese regolate, degli oneri di funzionamento dell'Autorità;
- verifiche ispettive *in loco*, riguardanti temi prioritari come la sicurezza del servizio, la tutela dei consumatori, il corretto funzionamento dei mercati e il controllo degli incentivi erogati e delle voci di costo riconosciute o da riconoscere in tariffa.

Indagini, ricognizioni e controlli documentali

Si tratta di attività di controllo svolte sulla base dell'analisi e approfondimento di specifici ambiti, o con l'esame di dati, informazioni e documenti, utilizzati anche nel confronto con altre fonti relative allo stesso fenomeno. Anche per queste attività, che possono essere anche propedeutiche ad attività ispettive, l'Autorità si avvale della collaborazione della Guardia di Finanza.

Verifiche nei confronti di imprese esercenti le attività di vendita ai clienti finali di energia elettrica o di energia elettrica e gas naturale nel mercato libero in materia di adempimenti connessi allo svolgimento di tali attività

Con la delibera 22 giugno 2021, 258/2021/E/com, è stato approvato un programma di verifiche documentali nei confronti di 30 venditori di energia elettrica o di energia elettrica e gas nel mercato libero, sul rispetto dei principali adempimenti regolatori connessi allo svolgimento di tali attività. La delibera 258/2021/E/com ha previsto che i controlli fossero effettuati entro il 31 dicembre 2021 tramite richiesta di informazioni scritte e accesso ai siti internet delle imprese, individuate anche in base agli esiti della ricognizione su 900 venditori *retail* svolta ai sensi della delibera 26 settembre 2019, 386/2019/E/com.

Le verifiche sono state svolte con la collaborazione del Nucleo speciale beni e servizi, nell'ambito del vigente Protocollo d'intesa tra l'Autorità e la Guardia di Finanza.

Le verifiche hanno avuto a oggetto gli obblighi connessi alla vendita ai clienti finali con riferimento ad alcune disposizioni regolatorie quali, per esempio, quelle relative alle informazioni da fornire all'Autorità, agli obblighi relativi alle offerte e in particolare alle PLACET, alla tempistica delle fatturazioni, alla correttezza delle bollette, alle modalità di tenuta delle scritture contabili, in particolare con riferimento al rispetto delle disposizioni vigenti in materia di *unbundling* contabile, alla gestione dei reclami, alla determinazione ed esposizione dei dati relativi al *fuel mix* (ossia la composizione media delle fonti di energia utilizzate per la produzione dell'energia elettrica venduta), alle eventuali agevolazioni tariffarie concesse ai soggetti energivori e alla correttezza delle informazioni trasmesse all'Anagrafica operatori.

Le verifiche sono state svolte tramite richieste di informazioni inviate agli operatori, attraverso l'esame dei dati ricavabili da fonti aperte (Portale Offerte, elenchi periodici delle imprese a forte consumo di energia pubblicati da CSEA, Anagrafica operatori e varie raccolte dati di ARERA, accesso ai siti internet delle imprese di vendita, ecc.) e

tramite richieste inviate al GSE, in considerazione del ruolo svolto da tale società relativamente alla determinazione del *fuel mix*.

In esito a tali controlli sono state registrate significative criticità nell'applicazione della regolazione in diversi ambiti, tra i quali in particolare quello dei documenti di fatturazione e quello della determinazione del *fuel mix*, così come per altri ambiti caratterizzati da specifiche disposizioni di dettaglio (per esempio, gli obblighi relativi ai siti internet). Sono stati pertanto adottati specifici interventi prescrittivi, all'esito dei quali sono rimessi, se del caso, eventuali avvii di procedimenti sanzionatori.

Riscontri, invece, positivi si sono registrati nell'ambito della predisposizione delle schede di confrontabilità e nella pubblicazione delle offerte sul Portale.

Verifiche e controlli documentali sui dati fiscali dichiarati dalle imprese a forte consumo di energia elettrica (energivori)

Nel corso del 2021 sono proseguiti i controlli, approvati con la delibera 16 giugno 2020, 216/2020/E/eel, sui dati dichiarati dalle imprese energivore a CSEA (Cassa per i servizi energetici e ambientali), per l'ottenimento, per gli anni 2019 e 2020, delle agevolazioni previste dal decreto del Ministero dello sviluppo economico 21 dicembre 2017; le suddette agevolazioni constano di una partita economica rilevante (1,9 miliardi di euro per il 2019 e 1,7 miliardi di euro per il 2020) il cui onere ricade (attraverso l'elemento A_{ESOS} della componente tariffaria A_{SOS}) su tutti gli altri clienti, inclusi i clienti domestici. I controlli in corso, effettuati con la collaborazione del Nucleo speciale beni e servizi della Guardia di Finanza, interessano anche le imprese in classe FAT.x (classe di agevolazione basata sul rapporto fra il costo dell'energia elettrica e il fatturato) che beneficiano di uno sconto della componente A_{SOS} in bolletta, a differenza di quelli effettuati in precedenza, ai sensi della delibera 16 aprile 2019, 143/2019/E/eel, per le agevolazioni dell'anno 2018, che avevano interessato soltanto le imprese energivore ricadenti in classe VAL.x (classe di agevolazione basata sul rapporto fra il costo dell'energia elettrica e il valore aggiunto lordo), ovvero beneficiarie della massima agevolazione, data dall'azzeramento della componente A_{SOS} in bolletta; le imprese oggetto delle verifiche sono, nello specifico, 500 imprese in classe FAT.x e 250 imprese in classe VAL.x.

Controlli documentali per l'accertamento della corretta contribuzione degli operatori regolati agli oneri di funzionamento dell'Autorità

Nel corso del 2021 sono state completate, in collaborazione con il Nucleo speciale beni e servizi della Guardia di Finanza, le attività di controllo relative al versamento dovuto per l'anno 2017, che, nel solco di quanto fatto con riferimento agli anni di versamento precedenti, hanno comportato le seguenti fasi:

- controlli formali, volti a riscontrare: (i) la corretta applicazione, sulla base imponibile dichiarata, dell'aliquota del contributo; (ii) la corrispondenza degli importi dichiarati dalle imprese a titolo di contributo dovuto con quanto effettivamente versato;
- individuazione dei soggetti che hanno potenzialmente evaso il versamento del contributo mediante l'incrocio tra i soggetti iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità e quelli che hanno inviato le dichiarazioni previste ai fini del versamento del contributo;
- controlli sostanziali volti a verificare la corretta formazione della base imponibile considerata ai fini del calcolo del contributo.

In esito ai controlli sono state avviate azioni di recupero del contributo non versato, nel rispetto della normativa primaria in materia di riscossioni coattive introdotta nell'ambito dell'emergenza sanitaria legata all'epidemia di Covid-19. Sono, inoltre, state avviate attività analoghe con riferimento al contributo 2018. Il numero di operatori complessivamente controllati è pari a circa 600.

Verifiche ispettive

La tavola 11.1 di dettaglio evidenzia l'ampio spettro degli ambiti di controllo per i quali sono stati effettuati sopralluoghi ispettivi.

Per le ragioni sopra esposte, nel 2021, le ispezioni sono diminuite in numero, anche se va evidenziato che alcune di esse hanno richiesto sia una poderosa attività preparatoria di analisi e studio di una rilevante quantità di dati, sia una considerevole attività di elaborazione dei relativi esiti (si veda, per esempio, l'ispezione presso SOGIN).

Attraverso le attività con sopralluogo è stato mantenuto l'obiettivo di un adeguato presidio di controllo sulla sicurezza gas, in considerazione della rilevanza del tema per i clienti finali (pronto intervento, controlli sugli incentivi alla sicurezza). È proseguita, inoltre, la campagna di controlli in materia di *settlement* gas, funzionale anche al parallelo sviluppo della nuova regolazione.

Con riferimento alla qualità del servizio, sono state oggetto di una revisione critica le procedure di verifica della validità e conformità delle prestazioni di qualità commerciale e contrattuale previste dalla regolazione, con l'obiettivo di migliorarne alcuni aspetti operativi e uniformarne l'applicazione tra i diversi settori e servizi. È stato, quindi, pubblicato il documento di consultazione 14 dicembre 2021, 572/2021/R/com, in cui è stata proposta una modifica delle modalità di effettuazione dei controlli, volta anche a incrementarne l'efficacia e ridurre i costi.

TAV. 11.1 Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2017-2021 – Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo

ARGOMENTO	2017	2018	2019	2020	2021
Tutela dei consumatori	8	9	6	1	1
Tariffe e <i>unbundling</i>	5	2	11	-	-
Qualità del servizio	84	76	89	36	16
Mercati all'ingrosso e <i>retail</i>	5	7	1	5	2
Connessione degli impianti di produzione	11	5	3	3	-
Impianti incentivati	2	2	-	-	-
Tariffe e tutela dei consumatori nel servizio idrico integrato	9	7	9	5	-
TOTALE	124	108	119	50	19
<i>Di cui in collaborazione con:</i>					
Guardia di Finanza – Nucleo speciale beni e servizi	122	106	119	50	19
Stazione sperimentale per i combustibili	61	51	64	27	-
Cassa per i servizi energetici e ambientali	4	7	-	-	-
Gestore dei servizi energetici	2	2	-	-	-

Fonte: ARERA.

TAV. 11.2 Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2017-2021 – Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo

ARGOMENTO	2017	2018	2019	2020	2021
Tutela dei consumatori					
Bolletta 2.0	-	4	-	-	-
Impegni ripristinatori	3	2	2	-	-
Misura dell'energia elettrica e del gas	3	-	-	-	-
Fatturazione a clienti finali di energia elettrica e di gas	-	-	4	1	-
Agevolazioni negli oneri generali di sistema per le imprese a forte consumo di energia elettrica	2	3	-	-	-
Costi sostenuti da Sogin per il DN-PT					1
Tariffe e unbundling					
Unbundling funzionale della vendita di energia elettrica	-	-	9	-	
Investimenti dichiarati per la distribuzione elettrica	-	2	2	-	
Perequazione delle perdite nelle reti di distribuzione elettrica	2	-	-	-	
Unbundling distribuzione	3	-	-	-	
Qualità del servizio					
Continuità del servizio elettrico	8	10	6	-	-
Qualità del trasporto elettrico	1	1	1	1	1
Qualità del gas (grado di odorizzazione, potere calorifico e pressione)	61	51	64	27	-
Incentivi della sicurezza del gas	3	2	5	3	8
Sicurezza del servizio del gas	2	2	-	-	-
Servizio di pronto intervento del gas	9+CT ^(A)	10+CT ^(A)	13+CT ^(A)	5+CT ^(A)	7+CT ^(A)
Mercati all'ingrosso e retail					
Settlement gas	-	-	1	3	2
Compensazione economica della morosità per prelievi fraudolenti nel regime di maggior tutela	-	2	-	-	-
Condizioni economiche di fornitura dei gas diversi dal naturale	2	-	-	-	-
Sistema indennitario	2	-	-	-	-
Sistema informativo integrato	1	5	-	2	-
Connessione degli impianti di produzione					
Condizioni di erogazione del servizio di connessione con la rete elettrica di impianti di produzione	1	-	-	-	-
Adeguamento degli impianti di produzione di energia elettrica connessi in MT	10	5	3	3	-
Impianti incentivati					
Impianti di produzione di energia elettrica assimilati, rinnovabili e cogenerativi	2	2	-	-	-
Tariffe e tutela dei consumatori nel servizio idrico integrato					
Determinazione e applicazione delle tariffe, restituzione della remunerazione del capitale investito agli utenti, trasparenza della fatturazione, Carta dei servizi, efficienza della misura, tariffe d'ufficio, esclusione dall'aggiornamento tariffario	9	7	9	5	-
TOTALE	124	108	119	50	19

(A) CT = controlli telefonici (in numero di 50 all'anno, su cui vedi *infra*).

Verifica ispettiva nei confronti di Sogin in materia di costi per il Deposito nazionale e il Parco tecnologico

Nel mese di giugno 2021 è stata effettuata una verifica ispettiva ai sensi della delibera 1° giugno 2021, 228/2021/E/eel, nei confronti di Sogin, rientrante nell'ambito dell'istruttoria, avviata dall'Autorità con la delibera 19 gennaio 2021, 12/2021/R/eel, finalizzata al riconoscimento dei costi sostenuti da Sogin fino al 31 dicembre 2020 per il Deposito nazionale e il Parco tecnologico¹.

In particolare, l'istruttoria ha previsto la collaborazione del Nucleo speciale beni e servizi della Guardia di Finanza, nell'ambito del vigente Protocollo d'intesa, finalizzata all'espletamento delle attività di verifica e controllo anche per i profili relativi ai bilanci e alla contabilità, facendo salva l'autonoma azione del Nucleo per eventuali seguiti di propria competenza.

La delibera 12/2021 ha inoltre fissato i criteri generali di ammissibilità dei costi sostenuti per il Deposito nazionale e il Parco tecnologico e ha previsto che detti costi siano ammissibili secondo criteri di:

- a) inerenza e competenza;
- b) legittimità e regolarità delle procedure di appalto;
- c) coerenza delle attività con le prescrizioni del decreto legislativo n. 15 febbraio 2010, n. 31 e congruità dei costi;
- d) pertinenza alla fase di riferimento, salvo motivate esigenze di anticipazioni di attività relative a fasi successive.

Infine, la delibera ha previsto la definizione di eventuali criteri di maggiore dettaglio per la valutazione dell'ammissibilità dei costi sostenuti da Sogin relativi al Deposito nazionale e al Parco tecnologico per il periodo oggetto di istruttoria e ha previsto la definizione della procedura per l'effettuazione dei controlli e delle verifiche, in collaborazione con il Nucleo speciale beni e servizi.

Nell'ambito dell'istruttoria è stato definito, in collaborazione con il Nucleo speciale beni e servizi, un apposito sistema per la rendicontazione dei costi e, in relazione ai costi esterni per servizi, Sogin ha rendicontato le spese sottese attribuendo ciascun ordine di acquisto a un contratto e alle fasi di realizzazione del Deposito nazionale e del Parco tecnologico e producendo la documentazione ritenuta idonea a giustificare le procedure di affidamento dei contratti. La quantità della documentazione acquisita e la complessità dei dati tecnici da esaminare hanno reso necessaria l'effettuazione della verifica ispettiva di cui alla delibera 228/2021/E/eel, per l'effettuazione di approfondimenti.

Con la comunicazione del 19 ottobre 2021, il Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* ha inviato a Sogin le prime risultanze della verifica dei contratti, con spese afferenti al Deposito nazionale e al Parco tecnologico, la cui documentazione è stata acquisita nel corso del sopralluogo ispettivo; nell'ambito di tale comunicazione, sono state avanzate a Sogin anche ulteriori richieste; pertanto, con la delibera 26 ottobre 2021,

¹ I costi di progettazione (includere la definizione e pubblicazione della Carta nazionale delle aree potenzialmente idonee – CNAPI), costruzione e smantellamento del Deposito nazionale e del Parco tecnologico, rientrando nel perimetro degli oneri nucleari, ovvero nei costi relativi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile e alle attività connesse e conseguenti, sono a carico del sistema elettrico. Essi sono finanziati attraverso la componente tariffaria A2, ora elemento A2_{RM}, della componente tariffaria A_{RM}, per la quota di competenza relativa ai rifiuti da smantellamento, mentre sono versati a titolo di anticipazione finanziaria per la restante parte dei rifiuti nucleari (provenienti dai settori dell'industria, della sanità e della ricerca).

451/2021/R/eel, è stato prorogato il termine dell'istruttoria di cui alla delibera 12/2021, originariamente previsto al 31 ottobre 2021, al 30 aprile 2022.

Verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio

Nel mese di novembre 2021 è stata effettuata una verifica ispettiva, ai sensi della delibera 28 settembre 2021, 394/2021/E/eel, nei confronti del gestore del servizio di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio ai sensi della delibera 27 dicembre 2019, 567/2019/R/eel², con l'obiettivo di accertare la corretta applicazione:

- degli obblighi di registrazione delle disalimentazioni, di cui al titolo 8 dell'allegato A alla delibera 30 dicembre 2004, 250/04, al Capitolo 11 del Codice di trasmissione, dispacciamento sviluppo e sicurezza della rete (c.d. Codice di rete), di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004, come verificato positivamente dall'Autorità, e all'allegato A.54 al Codice di rete;
- del calcolo degli indicatori di energia non servita, comunicati all'Autorità nell'anno 2021, di cui al titolo 2 dell'allegato A alla delibera 567/2019/R/eel, anche ai fini di quanto disciplinato dall'art. 8 del medesimo allegato.

Nel corso della verifica ispettiva non sono state riscontrate non conformità nella registrazione degli eventi interrutti e pertanto l'ammontare dei premi riconosciuti previsti dalla regolazione risulta confermato.

Gli esiti della verifica ispettiva sono sintetizzati nella tavola 11.3.

TAV. 11.3 *Verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio (novembre 2021)*

IMPRESSE SOTTOPOSTE A CONTROLLO	MOTIVAZIONE	ESITO
Impresa di trasmissione elettrica.	Verifica della corretta applicazione degli obblighi di registrazione delle disalimentazioni e del calcolo degli indicatori di energia non servita.	Esito conforme.

Fonte: ARERA.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio

Nel periodo maggio-ottobre 2021 sono state effettuate cinque verifiche ispettive ai sensi della delibera 9 marzo 2021, 90/2021/E/gas, nei confronti di altrettante imprese di distribuzione del gas, tese alla verifica della correttezza dei dati inerenti ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale comunicati dagli esercenti per l'anno 2019, ai sensi della RQDG₂₀₁₄₋₂₀₁₉³. Tale disciplina prevede che gli incentivi siano corrisposti alle imprese sulla base di due distinte componenti, correlate, rispettivamente, all'odorizzazione e alle dispersioni di gas segnalate da terzi.

2 Delibera 27 dicembre 2019, 567/2019/R/eel, recante aggiornamento della regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il semiperiodo 2020-2023.

3 Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019, allegato A alla delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas (Testo unico della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019).

Le verifiche sono state effettuate nei confronti di una grande impresa e quattro medie imprese di distribuzione controllando gli elementi documentali e informativi relativi ai dati di sicurezza del servizio comunicati all'Autorità, con riferimento all'assetto degli impianti di distribuzione gestiti dall'impresa, al servizio di pronto intervento, all'odorizzazione, alle dispersioni e a eventuali incidenti da gas combustibile verificatisi sugli impianti di distribuzione.

L'analisi degli esiti delle ispezioni ha consentito di riscontrare alcune violazioni alla RQDG per tutte le imprese ispezionate. Con successivo provvedimento sarà definito l'impatto delle suddette violazioni sull'importo degli incentivi previsti in materia. Con le determine 16 novembre 2021, 30/2021/gas – DSAI, 28 dicembre 2021, 32/2021/gas – DSAI, 30 dicembre 2021, 33/2021/gas – DSAI, e 25 gennaio 2022, 2/2022/gas – DSAI, sono stati avviati i primi procedimenti sanzionatori nei confronti delle predette imprese.

Nel periodo ottobre-novembre 2021 sono state effettuate ulteriori tre verifiche ispettive, ai sensi della delibera 14 settembre 2021, 377/2021/E/gas, nei confronti di altrettante imprese di distribuzione di gas, sempre in tema di correttezza dei dati inerenti ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale comunicati dagli esercenti per l'anno 2019.

I controlli sono stati effettuati nei confronti di tre medie imprese di distribuzione. In esito alle verifiche sono state riscontrate alcune violazioni alla RQDG per due imprese mentre in un caso l'esito è risultato conforme. Nei confronti delle imprese con esiti non conformi saranno avviati i relativi procedimenti sanzionatori.

L'impatto delle violazioni sugli incentivi previsti sarà definito con successivo provvedimento.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 11.4.

TAV. 11.4 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio (maggio-novembre 2021)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande impresa e sette medie imprese distributrici di gas naturale.	Verifica della corretta applicazione degli obblighi della RQDG in materia di incentivi alla sicurezza.	Riscontrate violazioni alla RQDG per una grande impresa e per sei medie imprese; avviati i primi procedimenti sanzionatori nei confronti di quattro imprese. Prevista decurtazione degli incentivi con successivo provvedimento per sei delle otto imprese sottoposte a controllo.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento

Nel periodo gennaio-marzo 2021 sono state effettuate 6 verifiche ispettive ai sensi della delibera 3 marzo 2020, 52/2020/E/gas. Si tratta del completamento delle 11 verifiche ispettive nei confronti di imprese per le quali nel corso dei controlli telefonici effettuati, ai sensi della delibera 52/2020, al fine di verificare l'effettiva funzionalità e accessibilità del centralino di pronto intervento, sono stati riscontrati esiti non conformi.

Le 6 verifiche sono state effettuate presso tre medie e tre piccole imprese di distribuzione del gas. In esito alle verifiche sono state riscontrate alcune violazioni della RQDG per tre medie imprese e due piccole imprese mentre per una piccola impresa l'esito è risultato conforme.

Con le determinazioni 19 luglio 2021, 20/2021/gas – DSAI, 3 agosto 2021, 26/2021/gas – DSAI, 5 agosto 2021, 27/2021/gas – DSAI, e 13 settembre 2021, 29/2022/gas – DSAI, sono stati avviati i primi quattro procedimenti sanzionatori nei confronti delle imprese responsabili delle violazioni. Inoltre, l'esito non conforme comporterà, per le imprese interessate, l'annullamento degli incentivi per i recuperi della sicurezza gas.

Nel corso del 2021 sono stati effettuati dai militari del Nucleo speciale beni e servizi ulteriori controlli telefonici al servizio di pronto intervento di 50 imprese distributrici di gas, al fine di verificare il rispetto della RQDG, come previsto dal programma annuale approvato con la delibera 4 maggio 2021, 176/2021/E/gas. Il programma ha previsto l'effettuazione dei consueti controlli telefonici nei confronti di imprese distributrici di gas mediante chiamate telefoniche al servizio di pronto intervento e delle successive verifiche ispettive con sopralluogo presso le imprese distributrici scelte anche in base agli esiti dei controlli suddetti, da attuare entro il 31 luglio 2022. Ai sensi della delibera 176/2021/E/gas è prevista l'effettuazione di 11 nuove verifiche ispettive. Nel mese di novembre è stata effettuata la prima verifica nei confronti di una società di medie dimensioni. L'esito del controllo è risultato non conforme.

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 distributrici all'Autorità, con quello indicato sul sito internet delle imprese stesse e, quindi, con la verifica delle effettive funzionalità e accessibilità del centralino di pronto intervento tramite chiamate telefoniche senza preavviso ai numeri indicati dagli operatori, eseguite in giorni feriali e festivi, in orario diurno e notturno.

Le successive verifiche ispettive hanno lo scopo di accertare la corretta applicazione, da parte delle imprese distributrici di gas, delle disposizioni dell'Autorità in materia di pronto intervento, così come previsto dalla RQDG₂₀₁₄₋₂₀₁₉ e dalla RQDG₂₀₂₀₋₂₀₂₅ e dalle Linee guida predisposte dal CIG e pubblicate dall'UNI.

Gli esiti dei controlli telefonici e delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 11.5.

TAV. 11.5 *Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento (gennaio-dicembre 2021)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Controlli telefonici: 50 imprese di distribuzione del gas.	Verifica delle modalità di accesso, da parte del cliente finale, al servizio di pronto intervento dell'impresa distributtrice, mediante chiamate al servizio di pronto intervento.	Verificate alcune criticità nelle modalità di accesso al servizio di pronto intervento per undici imprese di distribuzione del gas.
Verifiche ispettive: quattro medie e tre piccole imprese di distribuzione del gas naturale.	Verifica dell'applicazione della disciplina in materia di pronto intervento gas ai sensi della RQDG e delle Linee guida CIG.	Verificata l'inadeguatezza del servizio di pronto intervento presso quattro medie imprese e due piccole imprese. Avviati i primi quattro procedimenti sanzionatori nei confronti dei suddetti soggetti.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas naturale, in materia di regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento (*settlement gas*)

Nel periodo ottobre-novembre 2021 sono state effettuate due verifiche ispettive previste della delibera 1° giugno 2021, 227/2021/E/gas, in materia di regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas (*settlement gas*).

Le verifiche ispettive hanno lo scopo di accertare il corretto adempimento degli obblighi in materia di *settlement*, attività che consente di ripartire, con cadenza mensile e annuale, i consumi di gas degli utenti finali tra i diversi operatori di mercato operanti sulle reti, utilizzando i dati di misura effettivi o stimati.

In particolare, le operazioni di verifica hanno a oggetto il rispetto delle disposizioni relative:

- alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (*settlement*);
- alla correttezza dei dati utilizzati ai fini del *settlement*;
- all'efficienza dei sistemi di misura i cui dati sono utilizzati nell'ambito del *settlement*;
- al corretto esercizio tecnico della rete di distribuzione in relazione ai parametri rilevanti ai fini degli scostamenti tra gas immesso nella rete di distribuzione e gas da essa prelevato (*delta in-out*).

L'esigenza dei controlli nasce dal fatto che, in esito all'esecuzione delle prime sessioni di aggiustamento previste dalla regolazione del *settlement*, con riferimento agli anni 2013-2017⁴, il responsabile del bilanciamento ha determinato, per ciascun punto di interconnessione con le reti di distribuzione (*city gate*), il valore della differenza fra il gas immesso in rete e quello prelevato presso i misuratori dei clienti finali – quest'ultimo comunicato dalle imprese di distribuzione –, rilevando in alcuni casi differenze consistenti, che hanno determinato la necessità di operare compensazioni economiche poste in capo al sistema del gas.

Le verifiche fanno seguito a quelle effettuate nell'ambito della precedente campagna in materia di *settlement gas*, svolta tra la fine del 2019 e il 2020, che ha consentito di acquisire utili elementi per lo sviluppo della regolazione vigente.

Le verifiche ispettive del 2021 sono state svolte nei confronti di due grandi imprese di distribuzione del gas.

Gli esiti delle verifiche sono in fase di valutazione e sono riportati nella tavola 11.6.

TAV. 11.6 Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas naturale, in materia di regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento (*settlement gas*) (ottobre-novembre 2021)

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Due grandi imprese di distribuzione del gas naturale.	Verifica della corretta applicazione degli obblighi in materia di <i>settlement gas</i> e di attività connesse (correttezza dei dati utilizzati ai fini del <i>settlement</i> , efficienza dei sistemi di misura, corretto esercizio della rete di distribuzione).	Esiti in fase di valutazione per due grandi imprese.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

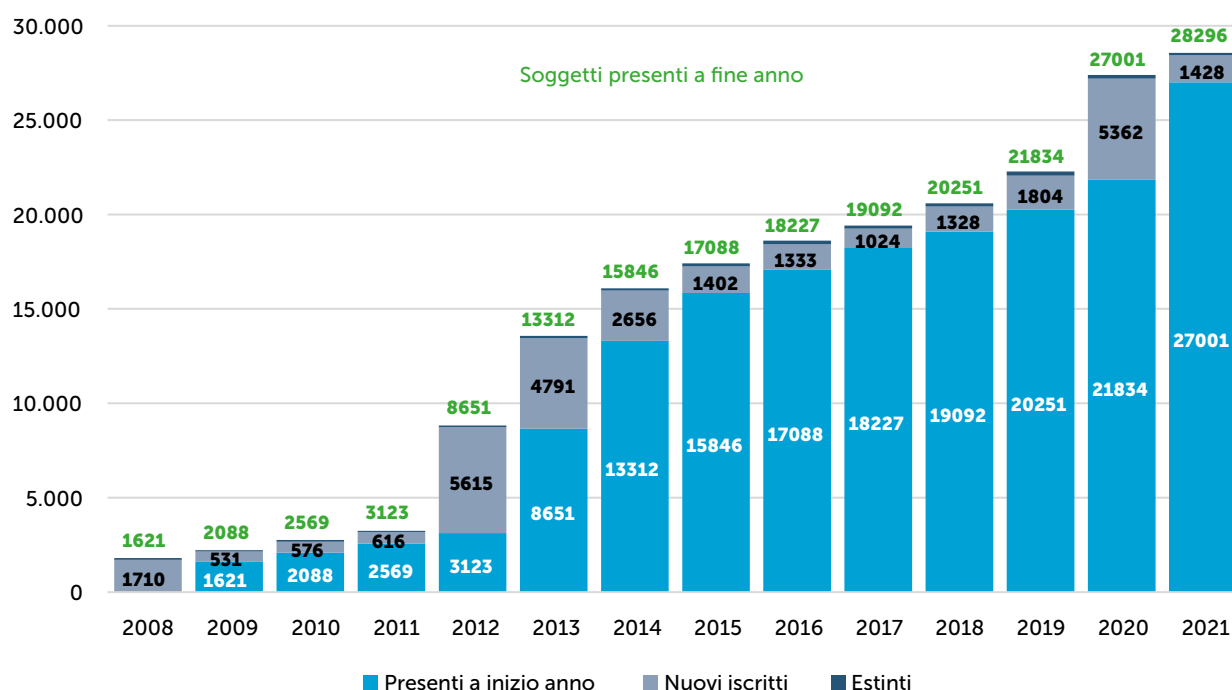
Fonte: ARERA.

⁴ Il *settlement* del servizio gas è regolato dal TISG (Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale), allegato A alla delibera 229/2012/R/gas. Dal 1° gennaio 2020 è in vigore il nuovo TISG, approvato con la delibera 16 aprile 2019, 148/2019/R/gas.

Attività sull'Anagrafica operatori dell'Autorità

Nel corso del 2021 il numero di soggetti iscritti presso l'Anagrafica operatori è cresciuto di circa 1.300 unità, mentre poco più di 130 operatori si sono estinti, in molti casi a seguito di operazioni di fusione e incorporazione da parte di altri soggetti. Al 31 dicembre 2021 il numero di soggetti accreditati e non estinti ha superato le 28.000 unità (Fig. 11.1). Dall'inizio dell'operatività dell'Anagrafica, si sono accreditati 30.306 soggetti e ne sono usciti 1.892.

FIG. 11.1 Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità al 31 dicembre degli anni indicati

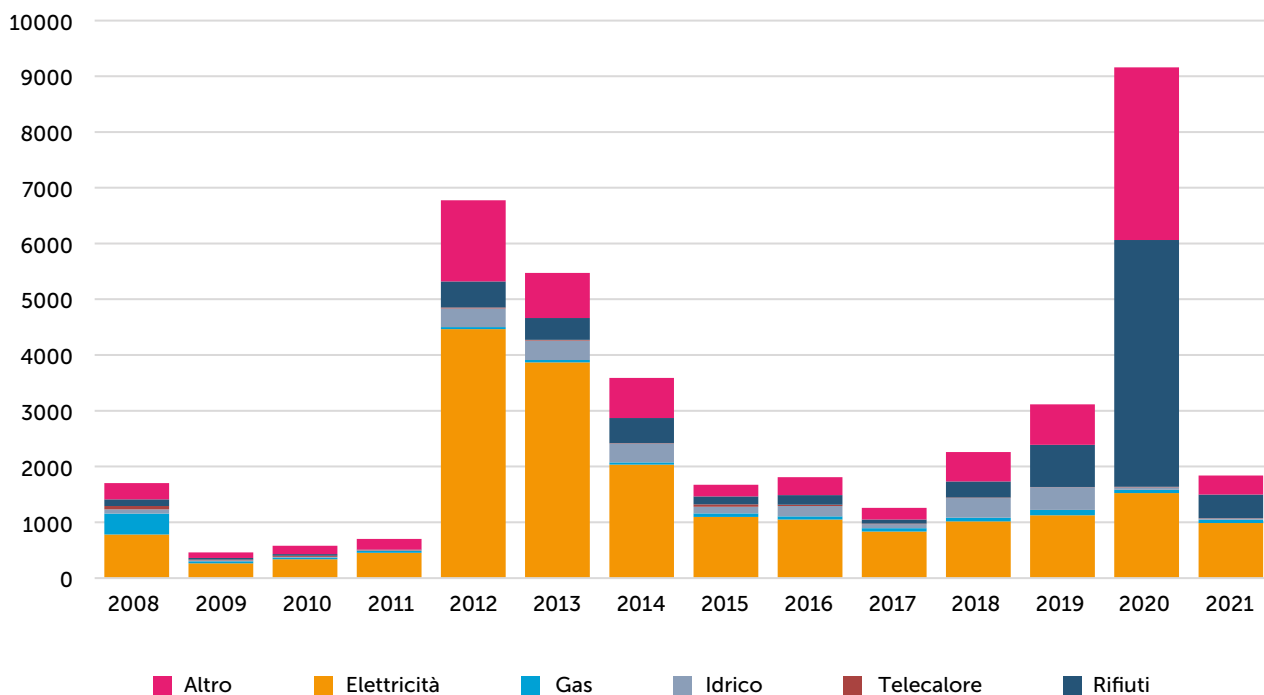


Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

L'incremento del numero di iscritti negli ultimi due anni (e in particolare nel 2020) è dovuto per lo più all'estensione degli obblighi di iscrizione all'Anagrafica ai gestori del servizio di gestione dei rifiuti urbani, nonché ai gestori, compresi i comuni che operino in economia, dei singoli servizi che costituiscono attività di gestione e agli enti di governo degli ambiti territoriali ottimali. L'obbligo è divenuto operativo nel luglio 2019, ma i suoi effetti si sono largamente protratti anche nel 2020, come si vede nella figura 11.2. Nel 2021 gli incrementi maggiori si sono registrati, infatti, nel settore elettrico, nei rifiuti e nella categoria "Altro", che comprende, appunto, tutti i soggetti che a vario titolo sono tenuti a essere iscritti in Anagrafica operatori pur non essendo soggetti regolati (es. enti di governo dell'ambito, enti territorialmente competenti per le determinazioni tariffarie, soggetti che devono essere iscritti nel Registro nazionale degli operatori di mercato ai sensi dell'art. 9 del REMIT come specifiche categorie di clienti finali). La medesima categoria comprende, inoltre, soggetti che hanno svolto in passato attività nei settori di competenza dell'Autorità e che ora sono registrati solo per attività non più riconducibili a quei settori. L'Anagrafica operatori, infatti, non consente la cancellazione dei soggetti non estinti, che vi restano privi delle attività di competenza quando non più svolte e con le sole attività "non riconducibili" ai settori di competenza dell'Autorità.

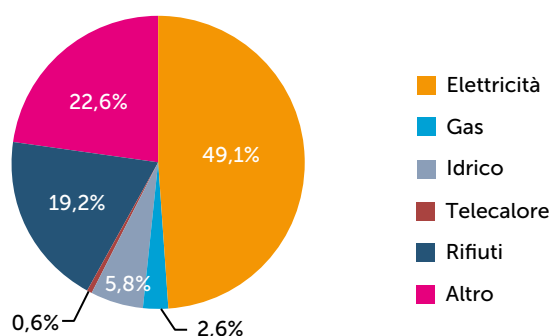
Nell'arco di pochi anni il numero di operatori iscritti all'Anagrafica è pressoché raddoppiato, sia, come detto, in considerazione dell'acquisizione di nuove competenze (teleriscaldamento e rifiuti), sia perché gli Uffici, nel 2018, si sono dotati, come già per gli altri settori, dell'anagrafica territoriale idrica che ha consentito di approfondire a livello comunale lo stato delle gestioni nel settore idrico.

FIG. 11.2 *Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per anno e per settore di attività*



Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

FIG. 11.3 *Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per settore di attività (marzo 2022)*



Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

Nelle figure che offrono la distribuzione settoriale degli operatori iscritti in Anagrafica, il numero di soggetti che si iscrivono anno per anno risulta molto più elevato rispetto a quello indicato nella figura 11.1: ciò accade perché moltissimi soggetti sono presenti in più di un settore (elettricità, gas, idrico, rifiuti e telecalore) e, di conseguenza, vengono contati tante volte quanti sono i settori in cui operano. Da notare anche che nella figura 11.2 le attività idriche e quelle nei rifiuti compaiono anche nei soggetti che si sono accreditati nei primi anni di funzionamento dell'Anagrafica (istituita nel 2008), sebbene in quegli anni la regolazione dell'Autorità non fosse estesa ai due

settori indicati. Ciò accade perché le attività nei due settori sono state aggiunte a posteriori da società che si sono accreditate, per esempio, nel 2008, ma che all'epoca avevano potuto indicare di svolgere la propria attività unicamente nei settori energetici.

Si ricorda che, per quanto riguarda i produttori elettrici, l'esonero dall'obbligo di iscrizione è solo per coloro che hanno impianti di potenza nominale complessiva inferiore o uguale a 100 kW e non svolgono alcuna altra attività nei settori di competenza dell'Autorità.

Grazie alle informazioni raccolte nel sistema delle anagrafiche dell'Autorità, nel corso del 2021 la sezione "Ricerca operatori" del sito internet si è arricchita delle informazioni relative ai gestori del servizio di telecalore che si sono aggiunte a quelle, pubblicate nel 2020, sui gestori del servizio idrico integrato nei vari territori comunali.

Attuazione del regolamento REMIT

Nel corso del 2021 sono state condotte le attività preistruttorie, derivanti da segnalazioni di ordini e/o transazioni sospette nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale, potenzialmente abusive ai sensi del regolamento (UE) 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2011, concernente l'integrità e la trasparenza dei mercati dell'energia all'ingrosso (c.d. REMIT).

In particolare, in data 22 dicembre 2021, l'Autorità ha pubblicato un comunicato stampa dando evidenza degli esiti degli approfondimenti effettuati su quanto segnalato nell'articolo pubblicato da S&P Global Platts, l'11 novembre 2020, in merito a possibili effetti distorsivi nel mercato del gas naturale determinati dalle regole di bilanciamento. L'articolo aveva, infatti, ipotizzato l'utilizzo sistematico di strategie di trattenimento di capacità in importazione o in stoccaggio, messe in atto dai *trader* nelle prime ore della giornata, al fine di procurare uno sbilanciamento negativo (ovvero un *deficit*) del sistema gas, tale da indurre, nel pomeriggio, l'intervento in acquisto del responsabile per il bilanciamento (Snam Rete Gas), con conseguente rialzo dei prezzi nel mercato infragiornaliero. In esito ai suddetti approfondimenti, l'Autorità, tuttavia, non ha riscontrato né evidenze di violazioni del divieto di manipolazione di mercato ai sensi del REMIT né effetti distorsivi riconducibili alle disposizioni del quadro legislativo europeo in tema di bilanciamento. Pertanto, le conclusioni ipotizzate nell'articolo di S&P Global Platts non hanno trovato conferma.

L'Autorità ha, inoltre, confermato il proprio contributo propositivo ai gruppi di lavoro sia in ambito ACER sia in ambito CEER, al fine di promuovere un approccio coordinato nell'implementazione del regolamento REMIT, contribuendo:

- alla ristrutturazione e all'aggiornamento della *Guidance* generale di ACER sull'applicazione del REMIT, con la pubblicazione della sesta edizione del documento in data 22 luglio 2021;
- alla condivisione di strumenti, metodologie e mezzi per la sorveglianza dei mercati all'ingrosso, nonché delle problematiche relative al coordinamento dei casi di potenziale abuso di mercato di dimensione transfrontaliera;
- al monitoraggio dell'evoluzione della normativa finanziaria e al contributo alla formazione delle posizioni CEER-ACER negli ambiti rilevanti per il corretto funzionamento dei mercati dell'energia.

Procedimenti sanzionatori e prescrittivi

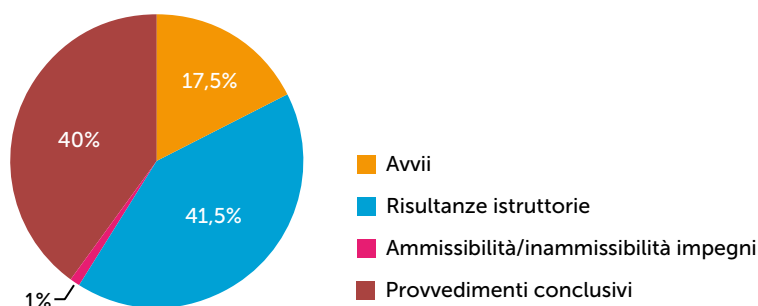
Anche nel 2021 l'attività sanzionatoria, consistente nell'accertamento di infrazioni e nella eventuale irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie, ha rivestito un ruolo rilevante a garanzia dell'attuazione della regolazione. Rispetto all'anno 2020 – durante il quale, per ragioni legate al primo impatto dell'emergenza epidemiologica da Covid-19, era stata necessariamente differita l'effettuazione di alcune verifiche ispettive ed era stata disposta dal legislatore la sospensione straordinaria dei termini dei procedimenti sanzionatori, incidendo inevitabilmente sull'attività sanzionatoria nel suo complesso e, in particolare, sul numero degli avvii –, nel 2021 si è assistito a un incremento dell'attività sanzionatoria in tutte le sue fasi (di avvio, istruttoria e decisoria). Segnatamente, si sono registrati:

- un aumento del numero di avvii e un significativo incremento del numero di chiusure di procedimenti sanzionatori e prescrittivi, rispettivamente pari a 33 e a 75 (cui vanno aggiunte le chiusure con procedura semplificata, pari a 15), rispetto a quelli dell'anno precedente (per gli avvii: 28; per le chiusure: 46);
- b) un rilevante aumento del numero delle comunicazioni delle risultanze istruttorie (78 nel 2021, rispetto a 48 nel 2020, 33 nel 2019 e 28 nel 2018), mentre è rimasto invariato il numero delle delibere di ammissibilità/inammissibilità degli impegni (pari a 2 nel 2021, come nel 2020, anche se in tale anno vi erano state altresì 4 delibere di approvazione di impegni).

Nel corso del 2021 sono, quindi, stati adottati 188 atti, di cui: 33 avvii, 78 comunicazioni delle risultanze istruttorie, 2 delibere di inammissibilità degli impegni, 75 provvedimenti conclusivi tra provvedimenti sanzionatori (dei quali, 2 conseguenti al riesercizio del potere sanzionatorio in esecuzione di sentenze del giudice amministrativo e 1 che esita dal riesame del precedente provvedimento sanzionatorio) e provvedimenti non irrogativi di sanzione (esclusi i 15 procedimenti avviati con procedura semplificata che si sono estinti con il pagamento in misura ridotta e la cessazione delle condotte contestate).

Il seguente diagramma a torta esplicita in forma descrittiva i risultati della gestione 2021.

FIG. 11.4 Atti adottati in relazione all'attività sanzionatoria svolta nel 2021



Fonte: ARERA.

I dati sintetici evidenziano una concentrazione dei procedimenti avviati nel 2021 nella macro-area- delle infrastrutture energetiche, pari al 64% circa (21), e una equilibrata distribuzione dei residui avvii nelle tre macro-aree dei mercati energetici, del servizio idrico integrato e, per la prima volta, dei rifiuti urbani, attestandosi per ciascuna

di esse al 12% circa (4) (non vi sono stati, invece, avvii nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento, nel quale invece si è registrata la chiusura, con irrogazione di sanzione, dei primi 3 procedimenti sanzionatori avviati nell'anno 2020).

Nell'esercizio del potere sanzionatorio la novità è rappresentata dall'intervento in materia ambientale, ossia dall'avvio e dalla chiusura nell'anno 2021 dei primi procedimenti sanzionatori in materia di rifiuti urbani e dalla chiusura di 3 procedimenti in materia di telecalore e teleraffrescamento. Sotto il primo profilo ci si riferisce ai 4 procedimenti avviati nei confronti di altrettanti gestori del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani per violazioni in materia di regolazione tariffaria. Segnatamente, è stata contestata l'inosservanza dell'art. 6, commi 1 e 2, della delibera 443/2019/R/rif – con cui l'Autorità ha adottato il Metodo tariffario rifiuti (MTR) determinando i criteri di riconoscimento dei costi efficienti di esercizio e di investimento del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, per il periodo 2018-2021 – in forza del quale il gestore deve predisporre annualmente il piano economico finanziario, secondo quanto previsto dall'MTR, e trasmetterlo all'Ente territorialmente competente corredato delle informazioni e degli atti ivi previsti, affinché quest'ultimo, verificatane la completezza, la coerenza e la congruità dei dati e delle informazioni, lo trasmetta poi all'Autorità per la verifica della coerenza regolatoria e, in caso di esito positivo, per l'approvazione della predisposizione tariffaria (3 di questi procedimenti si sono chiusi nello stesso 2021). Sotto il secondo profilo, sono state irrogate le prime 3 sanzioni per violazioni di obblighi informativi in materia di qualità commerciale del servizio del telecalore.

Fra i 90 procedimenti conclusi – comprensivi di 15 avviati con procedura semplificata ed estinti, di 3 concernenti il riesercizio del potere sanzionatorio e di 2 chiusi per annullamento, in considerazione di sopravvenuti elementi fattuali, della determina di avvio del procedimento sanzionatorio –, 84 sono terminati con l'accertamento delle responsabilità e la conseguente irrogazione di sanzioni (di cui 14 con adozione anche di provvedimento prescrittivo) e 6 si sono chiusi senza irrogazione di sanzione.

Con riferimento alle 66 sanzioni irrogate, per un importo complessivo pari a 10.465.061 euro – oltre all'importo complessivo delle 15 sanzioni ridotte, pagate in forma semplificata, che ammonta a 159.595 euro (e a 3 sanzioni irrogate per le quali il potere sanzionatorio è stato rieditato) –, si evidenzia che 30 di queste sono state oggetto di impugnazione giurisdizionale.

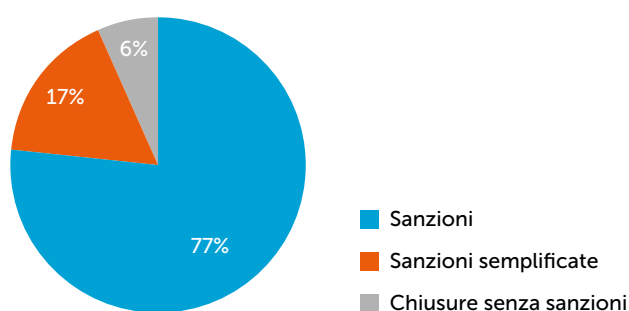
Nel corso del 2021, terminata la sospensione delle attività di notifica di nuove cartelle e degli altri atti della riscossione disposta dall'art. 68 del DL n. 18/2020, convertito con modificazioni dalla legge n. 27/2020, l'Autorità ha ripreso l'attività di riscossione coattiva delle sanzioni non pagate per il tramite della competente Agenzia (previa quantificazione degli interessi o delle maggiorazioni nel frattempo maturate), svolgendo altresì tutte le attività prodromiche alla stessa riscossione coattiva. Nel contempo, l'Autorità ha curato il recupero delle sanzioni irrogate a società sottoposte a procedure concorsuali.

Anche nel 2021 l'Autorità ha fatto esercizio del potere di prescrivere agli operatori la cessazione di comportamenti lesivi dei diritti degli utenti e l'obbligo di corrispondere indennizzi, con particolare riguardo alla materia del pronto intervento gas, al settore del servizio idrico integrato, nonché alla materia dell'*unbundling*.

Inoltre, trova conferma anche per il 2021 la circostanza che l'implementazione della separazione funzionale tra attività istruttoria e attività decisoria, unitamente alle procedure semplificate e agli impegni, ha avuto un impatto positivo sul piano dell'efficienza, assicurando un notevole contenimento delle tempistiche procedurali: di-

fatti, la durata media dei procedimenti sanzionatori è ulteriormente calata rispetto al 2020, facendo registrare un altro significativo miglioramento rispetto agli anni immediatamente precedenti. In particolare, si evidenzia che – oltre alla netta contrazione del numero di pregressi procedimenti sanzionatori pendenti – i procedimenti sanzionatori avviati negli ultimi due anni sono stati conclusi⁵ nel termine di 220 giorni di cui all'art. 4-bis dell'allegato A alla delibera 243/2012/E/com e s.m.i.⁶.

FIG. 11.5 Ripartizione dei provvedimenti conclusivi dell'attività sanzionatoria svolta nel 2020



Fonte: ARERA

La c.d. procedura semplificata

Sotto diversi profili, si conferma il rilievo della c.d. procedura semplificata di chiusura di procedimenti sanzionatori di competenza dell'Autorità, prevista dall'art. 45 del decreto legislativo n. 1° giugno 2011, n. 93 e dall'art. 5 dell'allegato A alla delibera 14 giugno 2012, 243/2012/E/com. Rimane assai significativa la percentuale di adesione da parte degli operatori interessati (94% dei procedimenti avviati con procedura semplificata, cioè 15 su 16, rispetto al 90% dello scorso anno) a conferma dell'utilità di tale istituto, apprezzabile altresì sul fronte della pronta cessazione delle condotte contestate e del sollecito pagamento della sanzione in misura ridotta. Peraltro, con l'utilizzo di tale procedura, che consente la chiusura del procedimento in 30 giorni, l'Autorità ha conseguito anche la tempestiva eliminazione delle eventuali conseguenze prodotte dalle violazioni al sistema.

In particolare, i 16 procedimenti che nell'anno 2021 sono stati avviati con eventuale chiusura con procedura semplificata hanno riguardato le seguenti materie: 13 violazioni della regolazione delle infrastrutture energetiche, 2 violazioni in materia di servizio idrico integrato e 1 violazione della regolazione dei mercati energetici.

Il sub-procedimento per impegni

Come noto, la presentazione di una proposta di impegni determina l'avvio di un sub-procedimento ad iniziativa di parte che si inserisce in un procedimento sanzionatorio già avviato dall'Autorità per accertare eventuali violazioni di sua competenza. Gli impegni rappresentano, nell'ambito dell'attività di *enforcement*, uno strumento innovativo, alternativo alle sanzioni, che consente di ottenere dagli operatori interessati non solo il (mero) ripristino della situazione *quo ante* – essendo la cessazione di tutte le condotte contestate uno dei presupposti per l'ammissibilità della proposta di impegni –, ma anche e soprattutto il suo miglioramento. Infatti, il soggetto

5 Salvo casi eccezionali di proroghe e/o sospensioni o il caso di presentazione di impegni.

6 Recante "Adozione del nuovo regolamento per la disciplina dei procedimenti sanzionatori e delle modalità procedurali per la valutazione degli impegni".

destinatario dell'atto di avvio del procedimento sanzionatorio può, entro 30 giorni dalla sua comunicazione, presentare all'Autorità impegni *"utili al più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle disposizioni che si assumono violate"* (art. 45, comma 3, del decreto legislativo n. 93/2011 e art. 16, comma 1, dell'allegato A alla delibera 243/2012/E/com). Le misure oggetto di impegni, dunque, consistono non già in adempimenti previsti dalla regolazione, bensì in iniziative idonee a meglio perseguire gli interessi sottesi alle disposizioni di cui è contestata la violazione, ovvero in azioni che l'Autorità ritenga migliorative e più vantaggiose per il sistema e/o per determinate categorie di utenti, direttamente o indirettamente pregiudicate dalle condotte contestate.

Il numero degli atti in materia di impegni adottati nel corso del 2021, pari a 2, è inferiore a quello complessivamente considerato dello scorso anno, pari a 6, e del triennio precedente (11 nel 2018 e 19 nel 2019), il cui elevato numero, tuttavia, era, come già esposto nelle precedenti *Relazioni Annuali*, legato ai diversi procedimenti avviati in tali anni, inerenti all'applicazione di specifici corrispettivi per la ricezione delle fatture in formato cartaceo (in violazione degli artt. 9, comma 8, e 16, comma 12, del decreto legislativo n. 102/2014), nell'ambito dei quali quasi tutte le società interessate avevano tempestivamente presentato proposte di impegni.

In relazione alla tipologia di deliberazione, i 2 atti adottati nel 2021 in materia di impegni sono 2 delibere di inammissibilità.

Le predette delibere hanno interessato esclusivamente la macro-area "Mercati". Segnatamente, hanno riguardato procedimenti avviati, ai sensi del regolamento (UE) n. 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2011 (di seguito: REMIT) e dell'art. 22 della legge n. 30 ottobre 2014, n. 161, per violazioni in materia di integrità e trasparenza del mercato di gas naturale all'ingrosso. Ai due operatori, infatti, è stato contestato di avere violato l'art. 5 del REMIT per avere posto in essere la condotta manipolativa del mercato consistente nella conclusione di transazioni di prodotti energetici all'ingrosso che forniscano o siano suscettibili di fornire indicazioni false o tendenziose in merito all'offerta, alla domanda o al prezzo di tali prodotti. Le proposte di impegni presentate dai due operatori sono state dichiarate inammissibili ai sensi dell'art. 17, comma 2, dell'allegato A alla delibera 243/2012/E/com e s.m.i., in quanto afferenti a iniziative già attuate prima della presentazione della proposta di impegni, finalizzate ad assicurare il mero rispetto della regolazione e/o manifestamente inutili a un più efficace perseguimento dell'interesse pubblico tutelato dalle disposizioni che si assumono violate e quindi presentate per finalità meramente dilatorie.

Violazioni della regolazione delle infrastrutture energetiche

Una lettura più analitica del dato quantitativo consente di rilevare che, nell'ambito dei procedimenti sanzionatori avviati in materia di violazione della regolazione relativa alle infrastrutture energetiche (pari a 21), 15 riguardano violazioni connesse a esigenze di sicurezza e continuità del sistema di distribuzione del gas, 4 violazioni di obblighi informativi e 2 violazioni di obblighi in materia di *unbundling* funzionale.

Sicurezza del sistema e accesso ed erogazione dei servizi di rete e misura

Nel 2021 l'Autorità ha avviato 15 procedimenti sanzionatori nei confronti di altrettante società, per violazioni in materia di pronto intervento e sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale. Dei predetti procedimenti,

9 sono stati avviati con procedura semplificata alla quale tutti gli operatori interessati hanno aderito mediante cessazione delle condotte contestate, tra le quali la messa in regola dei centralini di pronto intervento gas e pagamento delle sanzioni in misura ridotta per un totale di 110.750 euro. Per uno dei sei procedimenti avviati con procedura ordinaria, l'esercente ha presentato una proposta di impegni e pertanto si è aperto il relativo sub-procedimento.

Negli stessi ambiti l'Autorità ha concluso 8 procedimenti con l'irrogazione di sanzioni in materia di sicurezza del sistema per un totale di 652.500 euro, adottando in 4 casi anche provvedimenti prescrittivi volti a garantire la sicurezza del servizio di distribuzione gas nonché la sicurezza e la qualità delle prestazioni rese agli utenti serviti nell'ambito del servizio di pronto intervento gas e quindi dell'incolumità delle persone e delle cose.

Nello stesso anno l'Autorità ha chiuso, altresì, un procedimento per violazione in materia di fatturazione del servizio di distribuzione del gas naturale, con l'irrogazione di una sanzione di 75.000 euro.

Unbundling contabile e funzionale

Nel 2021 l'Autorità ha avviato 2 procedimenti sanzionatori per violazione di obblighi informativi in materia di *unbundling*. Segnatamente, un procedimento ha riguardato l'inosservanza dell'obbligo di invio all'Autorità della raccolta annuale di separazione funzionale. L'altro, avviato con procedura semplificata, inerente alla violazione dell'obbligo di trasmettere all'Autorità, in modalità telematica, i conti annuali separati relativi al regime ordinario di separazione contabile finalizzati a una corretta determinazione della regolazione tariffaria, si è concluso con l'adesione alla procedura stessa, mediante pagamento della sanzione in misura ridotta di 12.000 euro e la cessazione delle condotte contestate.

Nello stesso anno l'Autorità ha concluso 3 ulteriori procedimenti in materia con l'irrogazione di sanzioni per un totale di 276.000 euro.

Esigenze conoscitive dell'Autorità

In materia di violazioni di obblighi informativi afferenti alla sicurezza e continuità, e in due casi anche alla qualità, del servizio di distribuzione del gas, l'Autorità ha avviato 4 procedimenti sanzionatori con procedura semplificata, tre dei quali si sono conclusi con l'adesione a detta procedura, in quanto le società hanno cessato la condotta e pagato le sanzioni ridotte pari complessivamente a 6.045 euro. Il quarto procedimento è stato, invece, annullato.

Violazioni della regolazione dei mercati energetici

Con riferimento, invece, ai procedimenti avviati per violazioni della regolazione dei mercati energetici (pari a 4), 2 procedimenti ineriscono a violazioni in materia di titoli di efficienza energetica, 1 procedimento riguarda il *settlement* gas e 1 procedimento attiene al divieto per l'utente del trasporto e dispacciamento di chiedere la sospensione della fornitura per inadempimento della controparte commerciale.

Titoli di efficienza energetica

Nel 2021 l'Autorità ha avviato 2 procedimenti sanzionatori per mancato conseguimento degli obiettivi specifici di efficienza energetica, nei confronti di altrettante imprese di distribuzione del gas. Uno di tali procedimenti si è già concluso con la sua archiviazione.

Nello stesso anno l'Autorità ha concluso ulteriori 4 procedimenti sanzionatori con irrogazione di sanzioni per un totale di 1.510.000 euro.

Mercati all'ingrosso

Nel 2021 l'Autorità ha avviato 1 procedimento sanzionatorio in forma semplificata nei confronti di un'impresa di distribuzione del gas per violazione degli obblighi informativi in materia di *settlement* del gas naturale. Segnatamente, il distributore non aveva trasmesso al responsabile del bilanciamento, nel rispetto delle regole all'uopo stabilite, le misure relative ai prelievi di gas naturale necessarie alla determinazione delle relative partite fisiche ed economiche. Il procedimento si è concluso con l'adesione alla procedura semplificata, mediante pagamento della sanzione in misura ridotta di 7.000 euro (le condotte contestate erano già cessate).

Inoltre, come già detto, nel 2021 sono stati dichiarati inammissibili gli impegni presentati da due operatori nell'ambito dei rispettivi procedimenti sanzionatori avviati per violazioni in materia di integrità e trasparenza dei mercati all'ingrosso, cioè per avere posto in essere transazioni di prodotti energetici all'ingrosso che forniscano o siano suscettibili di fornire indicazioni false o tendenziose in merito all'offerta, alla domanda o al prezzo di tali prodotti.

Nel 2021 l'Autorità ha concluso 23 procedimenti sanzionatori in materia di strategie di programmazione non diligenti nell'ambito del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica, di cui 2 con provvedimenti di archiviazione e 21 con irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie per un totale di 5.604.611,10 euro. Inoltre, sempre in tale materia, per 1 procedimento è stata annullata, in considerazione di sopravvenuti elementi fattuali, la determina di avvio del procedimento.

Mercati retail e tutela dei clienti finali

Nel 2021 è stato avviato 1 procedimento sanzionatorio per violazione del divieto di richiesta di sospensione della fornitura per inadempimento della controparte commerciale. Segnatamente, un utente del dispacciamento, a fronte dell'inadempimento della propria controparte commerciale, per indurla ad adempiere ha chiesto (alle imprese di distribuzione) la sospensione della fornitura ai clienti finali di quest'ultima, in elusione dell'espresso divieto all'uopo previsto dalla regolazione.

Nella stessa area di intervento l'Autorità ha chiuso 5 procedimenti con irrogazione di altrettante sanzioni, segnatamente tre sanzioni per violazione dell'obbligo partecipativo alle procedure conciliative (per un importo totale pari a 35.000 euro), una sanzione del valore di 1.495.000 euro per avere l'esercente addebitato ai clienti finali corrispettivi di postalizzazione delle fatture cartacee e un'altra di 33.750 euro per violazioni in materia di standard di comunicazione tra i soggetti operanti nel settore del gas naturale.

Violazioni della regolazione del settore idrico

Il numero di procedimenti sanzionatori avviati in materia nel 2021 si attesta sul dato di 4 atti di avvio.

In particolare, 3 sono stati avviati per violazioni della regolazione in materia tariffaria del servizio idrico integrato: uno di essi si è concluso con l'adesione del gestore alla procedura semplificata, mediante pagamento della sanzione in misura ridotta di 4.200 euro; nell'altro sono stati presentati impegni che sono stati, tuttavia, dichiarati inammissibili e il procedimento sanzionatorio, pertanto, è proseguito in forma ordinaria. Il terzo procedimento, infine, si è concluso con l'irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria di 10.000 euro e con l'ordine prescrittivo di restituire agli utenti le differenze tariffarie indebitamente applicate.

Infine, il quarto procedimento, avviato in forma semplificata, ha riguardato il mancato rispetto da parte di un gestore degli obblighi informativi in materia di reclami allo Sportello per il consumatore energia e ambiente e delle disposizioni in materia di bonus sociale idrico e si è concluso con l'adesione alla procedura semplificata, mediante cessazione delle condotte contestate e pagamento della sanzione nella misura ridotta pari a 19.600 euro.

Nel 2021 in questa materia l'Autorità ha chiuso ulteriori 18 procedimenti sanzionatori, di cui uno con provvedimento di archiviazione e 17 con l'irrogazione di sanzioni per un totale di 768.200 euro, adottando in 7 casi anche provvedimenti prescrittivi.

Violazioni della regolazione del settore dei rifiuti urbani

Nel 2021, come detto, sono stati avviati i primi 4 procedimenti sanzionatori per violazioni in materia di rifiuti urbani. Si tratta di quattro procedimenti avviati nei confronti di altrettanti gestori del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani per violazioni in materia di regolazione tariffaria. Segnatamente, è stata contestata l'inosservanza dell'art. 6, commi 1 e 2, della delibera 443/2019/R/rif – con cui l'Autorità ha adottato il Metodo tariffario rifiuti (MTR) determinando i criteri di riconoscimento dei costi efficienti di esercizio e di investimento del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, per il periodo 2018-2021 – in forza del quale il gestore deve predisporre annualmente il piano economico-finanziario, secondo quanto previsto dall'MTR, e trasmetterlo all'Ente territorialmente competente corredato delle informazioni e degli atti ivi previsti, affinché quest'ultimo, verificatane la completezza, la coerenza e la congruità dei dati e delle informazioni, lo trasmetta poi all'Autorità per la verifica della coerenza regolatoria e, in caso di esito positivo, per l'approvazione della predisposizione tariffaria.

Tre dei citati procedimenti sanzionatori si sono conclusi con l'irrogazione di altrettante sanzioni che – in considerazione della circostanza che la condotta omissiva è stata posta in essere in fase di prima attuazione dell'MTR e quindi in un contesto caratterizzato da molteplici elementi di novità – sono state quantificate nel minimo editale, per un importo complessivo di 7.500 euro.

Violazioni della regolazione del settore del telecalore

Nel 2021 sono stati conclusi i primi tre procedimenti sanzionatori per violazioni di obblighi informativi in materia di qualità commerciale del servizio del telecalore (comprendente il teleriscaldamento e il teleraffrescamento), con l'irrogazione di una sanzione di 2.500 euro per ciascun operatore.

Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati

Con la delibera 18 maggio 2012, 188/2012/E/com, l'Autorità ha approvato (nel relativo allegato A) la "Disciplina per la trattazione dei reclami presentati da operatori contro un gestore di un sistema di trasmissione, di trasporto, di stoccaggio, di un sistema GNL o di distribuzione, (art. 44, commi 1 e 2, del decreto legislativo n. 1° giugno 2011, n. 93)", che riguarda la risoluzione delle controversie tra operatori e gestori di rete in materia di accesso e utilizzo delle infrastrutture energetiche, nonché l'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili (art. 14, comma 2, lettera f-ter) del decreto legislativo n. 29 dicembre 2003, n. 387).

Anche nel 2021, la tutela giustiziale – alternativa a quella giurisdizionale⁷ – si conferma uno strumento, nell'ambito dell'attività di *enforcement* dell'Autorità, rapido e agevolmente fruibile dagli operatori, in modo del tutto gratuito, per perseguire gli obiettivi di carattere pubblicistico, posti dalla normativa europea e dalla disciplina nazionale (primaria e regolatoria), e un presidio fondamentale, largamente apprezzato e utilizzato dagli *stakeholder*, a garanzia della funzionalità ed effettività del regime di accesso e utilizzo delle infrastrutture energetiche.

In particolare, in coerenza con il Piano strategico dell'Autorità per il periodo 2019-2021, sotto il profilo operativo, la funzione giustiziale si è orientata secondo quanto previsto dalla specifica linea di intervento, ad essa dedicata, denominata "Sviluppo e promozione della risoluzione delle controversie tra operatori e gestori di rete e adeguamento del relativo massimario, al fine di realizzare maggiori livelli di *compliance* regolatoria in tema di obblighi imposti ai gestori in attuazione delle direttive comunitarie sui mercati interni dell'energia elettrica e del gas naturale, anche in un'ottica deflattiva del contenzioso".

Nel corso del 2021 è proseguito, quindi, l'aggiornamento del Massimario delle decisioni rese dall'Autorità a seguito dell'attivazione del rimedio giustiziale, con l'obiettivo di favorire la più ampia comprensione e diffusione degli indirizzi interpretativi adottati dall'Autorità medesima nell'esercizio di tale funzione, al fine di soddisfare esigenze di certezza e uniformità in merito alla loro applicazione, in un'ottica di *compliance* regolatoria e di deflazione del contenzioso giurisdizionale e giustiziale. Tale strumento – essendo liberamente accessibile dagli interessati dal sito istituzionale dell'Autorità e riportando, accanto alle massime, i link per l'immediata visualizzazione delle relative delibere di decisione – rende l'Autorità anche *compliant* rispetto al nuovo comma 2-ter dell'art. 44 del decreto legislativo n. 93/2011, introdotto dall'art. 24 del decreto legislativo n. 8 novembre 2021, n. 210, secondo

⁷ 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".

cui “Le decisioni sui reclami di cui ai due commi precedenti sono pubblicate in un’apposita sezione del sito web dell’ARERA, ferma la riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili”.

Da segnalare, inoltre, che – nonostante il protrarsi per tutto il 2021 dello stato di emergenza epidemiologica – la gestione dei reclami ex delibera 188/2012/E/com non ha patito criticità in termini di continuità ed efficiente erogazione del servizio, anche perché trattasi di una procedura basata su un contraddittorio procedimentale di tipo prevalentemente documentale.

Nel dettaglio, dall’entrata in vigore della delibera 188/2012/E/com al 31 dicembre 2021, sono stati presentati 704 reclami, di cui 80 nel 2021. Di questi:

- 337 (il 47,9%), di cui 58 presentati nel 2021, sono stati archiviati, in particolare: 203 (di cui 34 presentati nel 2021) per inammissibilità, improcedibilità o intervenuta soluzione bonaria della controversia nel corso del procedimento; 122 (di cui 21 presentati nel 2021) perché il gestore di rete, nel corso del procedimento, ha soddisfatto l’istanza del reclamante. Inoltre, 3 reclami sono stati archiviati per sostanziale coincidenza delle questioni devolute alla cognizione dell’autorità giudiziaria e dell’Autorità; 6 reclami, di cui 3 presentati nel 2021, sono stati archiviati per sopravvenuta carenza di interesse del reclamante, avendo il gestore di rete soddisfatto l’istanza prima ancora dell’avvio della trattazione del reclamo; per altri 2 reclami archiviati nel 2021, invece, la carenza di interesse è sopravvenuta a seguito della rinuncia tacita alla prosecuzione della trattazione del reclamo da parte del reclamante; 1 reclamo, infine, è stato archiviato a causa dell’avvio, per la fattispecie oggetto dell’istanza, di un procedimento per l’esercizio dei poteri sanzionatori e prescrittivi di cui alle lettere c) e d) dell’art. 2, comma 20, della legge n. 14 novembre 1995, n. 481⁸.

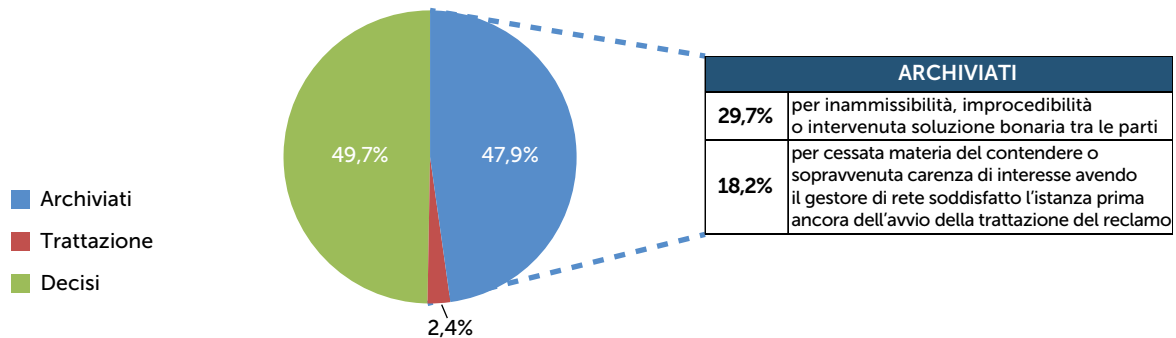
Pertanto, in un quadro di sempre maggiore attenzione alla *compliance* regolatoria e di deflazione del contenzioso giudiziario e amministrativo, si conferma il recente *trend* positivo delle archiviazioni disposte dagli Uffici per cessata materia del contendere, ossia dei casi in cui, senza la necessità di adottare una delibera vincolante da parte del Collegio, il gestore di rete, a seguito dell’avvio del procedimento, provvede a soddisfare la pretesa del reclamante. Tale tendenza è anche da attribuire alla diffusa conoscenza tra gli operatori dei consolidati indirizzi interpretativi assunti dall’Autorità nell’esercizio della funzione giustiziale contenuti nel citato *Mas-simario*. Da segnalare, altresì, il raddoppio, nel 2021, dei casi di archiviazione del reclamo addirittura prima ancora che l’Autorità comunichi alle parti l’avvio del procedimento, poiché la criticità dedotta dal reclamante viene risolta dal gestore subito dopo la presentazione del reclamo; in questa eventualità si azzerano, di fatto, i tempi procedurali, in aderenza ai canoni di efficienza ed economicità dell’azione amministrativa (art. 1 della legge n. 7 agosto 1990, n. 241), espressione del principio costituzionale di buon andamento della stessa (art. 97 della Costituzione). Complessivamente, nel 2021 i casi di archiviazione per cessata materia del contendere hanno rappresentato il 30,0% dei reclami presentati nel 2021 contro il 18,2% dei reclami presentati dall’entrata in vigore della delibera 188/2012/E/com;

- 17 (il 2,4%), tutti presentati nel 2021, erano in corso di trattazione al 31 dicembre 2021; a questo proposito, si registra una sensibile diminuzione dei reclami pendenti al termine dell’anno solare di riferimento, che passano dai 28 del 2020 ai 17 del 2021, grazie soprattutto alla chiusura di 19 casi, risalenti al 2017, appartenenti al gruppo di 44 reclami afferenti alla tematica della c.d. saturazione virtuale della rete di distribuzione dell’energia elettrica nel Sud Italia (Puglia e Basilicata), la cui gestione, quindi, nel 2021 è stata portata a termine;

⁸ Ai sensi dell’art. 3, comma 3.9, dell’allegato A alla delibera 188/2012/E/com, viene disposta l’archiviazione del reclamo qualora, tra l’altro, per la fattispecie oggetto dell’istanza “sia stato avviato un procedimento per l’esercizio dei poteri di cui alla lettera c) e d) dell’art. 2, comma 20 della legge n. 14 novembre 1995, n. 481”.

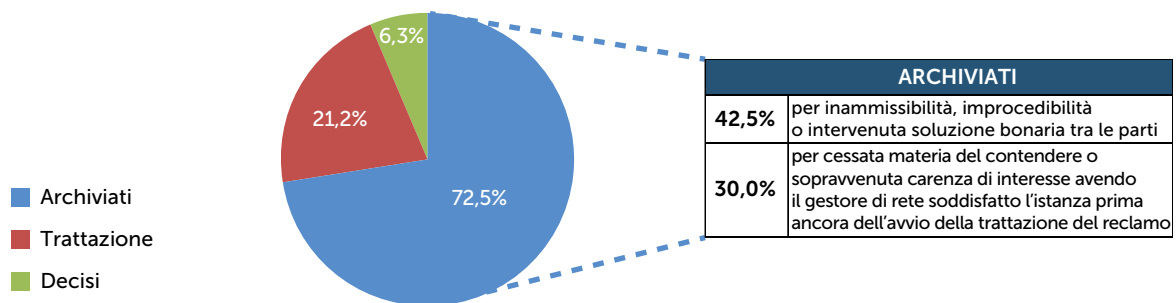
- 350 (il 49,7%), di cui 5 presentati nel 2021, sono stati oggetto di decisione, per un totale di 266 delibere em-
nate (di cui 26 nel 2021). Si rileva, infine, che il numero di delibere è inferiore al numero dei reclami presentati
perché alcune di esse, per la sostanziale identità delle questioni tecniche e giuridiche affrontate, hanno trat-
tato congiuntamente più reclami.

FIG. 11.6 Reclami presentati dagli operatori gestiti dall'Autorità ai sensi della delibera 188/2012/E/com (giugno
2012-dicembre 2021)



Fonte: ARERA.

FIG. 11.7 Reclami fra operatori gestiti dall'Autorità ai sensi della delibera 188/2012/E/com (focus sul 2021)



Fonte: ARERA.

A dicembre 2021, il tempo medio delle procedure di risoluzione delle controversie tra operatori economici ex delibera 188/2012/E/com, gestite dall'Autorità, è di 9 mesi e 25 giorni.

Degna di nota è la percentuale di rispetto delle decisioni ex delibera 188/2012/E/com che, al termine del 2021, risulta superiore al 90%.

Settore elettrico

Con riferimento al settore elettrico, le decisioni adottate dall’Autorità nel 2021, in seguito ai reclami presentati dagli operatori regolati, hanno riguardato principalmente le tematiche che seguono.

Connessione a reti di distribuzione e accettazione del preventivo

Con la delibera 2 novembre 2021, 467/2021/E/eel, “Decisione del reclamo presentato da Chiron Energy Real Estate S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità n. 285375993”, l’Autorità ha, in primo luogo, ricordato che l’impresa distributrice, ai sensi dell’art. 9, comma 1, del decreto legislativo n. 16 marzo 1999, n. 79, ha l’obbligo di connettere alle proprie reti elettriche tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche.

La decisione in esame ha, inoltre, evidenziato che il rispetto di tali obblighi si sostanzia anche nel progettare e realizzare reti elettriche che siano agevolmente e celermente accessibili per tutte le casistiche di interventi tecnici, tra cui la possibilità di effettuare interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria (ivi compresi gli interventi che hanno carattere di urgenza, in termini sia di sicurezza che temporali) che ne prevengano l’obsolescenza e garantiscano la sicurezza, cui si aggiungono quelli previsti dalle norme generali in materia di tutela della salute e della sicurezza dei lavoratori sui luoghi di lavoro.

Ciò stante, la definizione specifica e dettagliata della Soluzione tecnica minima generale (STMG) – ivi compresa la localizzazione dei punti di connessione – è rimessa all’impresa distributrice, che deve tenere conto (tra l’altro) delle condizioni al contorno, ivi compresa la localizzazione della rete elettrica esistente, la localizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica e le possibilità di accesso in ogni condizione alla rete elettrica gestita dalla medesima impresa distributrice (in particolare, la possibilità di accesso alla rete elettrica esistente, all’impianto di rete per la connessione e al punto di connessione, ivi compresi i punti ove è prevista l’installazione delle apparecchiature di misura dell’energia elettrica).

In tale ottica, ai sensi dell’art. 8 del Testo integrato delle connessioni attive (TICA) *pro tempore* vigente, il punto di connessione, definito dall’impresa distributrice, può essere localizzato: (i) al confine di proprietà dell’utente a cui è asservita la connessione; (ii) all’interno del confine di proprietà dell’utente a cui è asservita la connessione; (iii) all’esterno del confine di proprietà dell’utente a cui è asservita la connessione nel caso in cui ci sia un accordo tra richiedente e impresa distributrice.

Non discende, invece, dalle disposizioni del TICA alcun obbligo per il gestore di localizzare il punto di connessione sulla base delle richieste del richiedente, ferma restando la facoltà dell’impresa distributrice, nel rispetto della regolazione, di tenere in considerazione quanto indicato dal richiedente la connessione.

Infine, la decisione ha ritenuto legittimo che il gestore, nel definire la STMG, abbia previsto la localizzazione dei due punti di connessione al confine di proprietà dei siti dove saranno realizzati gli impianti fotovoltaici oggetto del reclamo e in prossimità dell’unica strada attualmente confinante con detti siti, trattandosi di scelta tecnica coerente con le disposizioni del TICA e idonea ad assicurare, al medesimo gestore, l’accesso agevole e poten-

zialmente in sicurezza all'impianto di rete per la connessione e ai due potenziali punti di connessione per i realizzandi impianti.

Con la delibera 26 ottobre 2021, 444/2021/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Sissa 1 S.r.l. (per conto della Provincia di Parma) nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione T103919", l'Autorità ha ribadito che, ai sensi dell'art. 6, comma 3, del TICA *pro tempore* vigente (TICA 2009/2010), il preventivo per la connessione deve recare il corrispettivo per la connessione, come definito all'art. 10 o 11 del TICA stesso.

La decisione in parola ha inoltre rilevato che l'art. 15, comma 4, del TICA 2009/2010, prevede che – nei casi in cui il richiedente eserciti la facoltà di realizzare in proprio la connessione, ai sensi del comma 1 dell'art. 15 del TICA 2009/2010 – l'impresa distributrice versa al richiedente un corrispettivo pari alla differenza, se positiva, tra il costo determinato sulla base di soluzioni tecniche standard di cui all'art. 11 del TICA 2009/2010 e il corrispettivo per la connessione di cui all'art. 10 del TICA 2009/2010. Qualora detta differenza sia negativa, il corrispettivo per la connessione è posto pari a zero. Inoltre, il punto 7 della delibera 4 agosto 2010, ARG/elt 125/10, prevede che alle richieste di connessione – inviate al gestore di rete entro il 31 dicembre 2010 – si applica il TICA nella versione 2009/2010 e non, quindi, quella derivante dalle modifiche apportate al TICA 2009/2010 dalla medesima delibera ARG/elt 125/10 (anche in tema di determinazione del corrispettivo in questione). Pertanto, ad avviso dell'Autorità, qualora (come nel caso in esame) risulti *per tabulas* che la quantificazione dei citati costi – all'interno di un preventivo emesso in data 31 agosto 2010 – è avvenuta in conformità al TICA 2009/2010 (in linea con il citato punto 7 della delibera ARG/elt 125/10), nessuna censura può muoversi alla condotta del gestore, stante il richiamato quadro regolatorio e il principio generale del *tempus regit actum* (per cui ciascun atto o fatto giuridico soggiace alla disciplina *ratione temporis* applicabile) (Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia, sez. II, 6 settembre 2017, n. 1796) e tenuto, altresì, conto che l'applicazione del TICA, come modificato dalla delibera ARG/elt 125/10, al preventivo in questione, è risultata – in base alle evidenze istruttorie – meramente asserita dal reclamante.

Con la delibera 18 ottobre 2021, 430/2021/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da PV-Invest Italia S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 230378104", l'Autorità ha evidenziato che l'art. 1, comma 1, lettere e), i) e k) e l'art. 4, comma 1, del TICA *pro tempore* vigente, prevedono, rispettivamente, che la data di accettazione del preventivo per la connessione sia "la data di invio del documento relativo all'accettazione del preventivo per la connessione"; che la data di invio/ricevimento delle comunicazioni trasmesse tramite portale informatico sia "la data di inserimento della comunicazione nel sistema informatico comprovata da apposita ricevuta rilasciata all'atto dell'inserimento"; e che l'impresa distributrice predisponga "un portale informatico finalizzato alla gestione dell'iter di connessione ... utilizzato per lo scambio delle informazioni necessarie per la gestione dell'iter di connessione".

Da tali disposizioni emerge, quindi, tra l'altro, che il TICA prescrive all'impresa distributrice di predisporre un portale informatico, ma non definisce nel dettaglio tutte le diverse fasi e/o operazioni che devono essere svolte – dall'impresa distributrice e dai soggetti richiedenti le connessioni – nel portale stesso ai fini della gestione dell'iter di connessione, demandandone, quindi, la definizione all'impresa distributrice che predisponde e gestisce il medesimo portale informatico, ferme restando, ovviamente, le citate previsioni del TICA.

In base alle suddette previsioni regolatorie, l'accettazione comunicata attraverso il portale si perfeziona alla data di inserimento in esso del relativo documento (comprovata da apposita ricevuta rilasciata dal portale stesso all'atto dell'inserimento), secondo le modalità pubblicizzate dal gestore.

L'Autorità ha, inoltre, accertato che il gestore aveva definito nella Guida portale produttori (pubblicata nel proprio sito internet aziendale e, quindi, disponibile alla conoscenza degli operatori) il dettaglio di tutte le diverse fasi e/o operazioni che devono essere svolte per la gestione dell'iter di connessione, tra cui l'accettazione del preventivo, prevedendo per quest'ultima fase che *"sarà possibile inoltrare i documenti necessari attraverso il pulsante 'Inoltra al Distribuzione' ... Dopo aver cliccato sul pulsante 'Inoltra al Distribuzione' il richiedente riceverà ... una e-mail di cortesia con la quale sarà confermato l'inoltro della documentazione"*.

Qualora, successivamente all'inoltro della comunicazione di accettazione, il portale – al posto dell'invio di una e-mail di conferma dell'inoltro della documentazione – apra una finestra di *pop-up* con cui il richiedente viene informato che non è prevista la trasmissione di alcuna comunicazione di conferma dell'inoltro e che l'acquisizione della documentazione da parte del distributore è rappresentata dallo stato "inviato", non può legittimamente sostenersi che lo stesso sia stato ignaro della mancata ricezione dei documenti da parte del gestore, laddove la comunicazione di accettazione sia rimasta, come nel caso in esame, nello stato di "caricata" e non sia passata allo stato di "inoltrata/inviata".

Ciò in ragione anche del fatto che è risultato pacifico tra le parti che il portale – per pratiche di connessione come quelle in questione – prevedeva, comunque, una comunicazione informatica (l'apertura della suddetta finestra di *pop-up*) all'avvenuto inoltro, da parte del reclamante, dei documenti relativi all'accettazione del preventivo – quale conferma dell'avvenuto inoltro stesso – e che dell'invio di tale tipo di riscontro informatico il reclamante era consapevole.

Pertanto, ad avviso dell'Autorità, legittimamente il gestore ha annullato la pratica per mancata accettazione nel termine previsto, essendo comprovato che la stessa era rimasta nello stato di "caricato" e non era passata allo stato di "inoltrato"; considerato, altresì, che il reclamante non aveva prodotto allegazioni contrarie alle videate del portale sullo stato della pratica fornite dal gestore, né risultavano rivolte a quest'ultimo segnalazioni di malfunzionamento o anomalia del portale al momento dell'asserito inoltro dell'accettazione.

Con la delibera 3 agosto 2021, 342/2021/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Eurogreen S.r.l. in liquidazione nei confronti di e-distribuzione S.p.a., relativo alla pratica di connessione 144084904", l'Autorità ha preliminarmente ricordato che l'art. 7, comma 3, lettera b), del TICA *pro tempore* vigente, prevede che il gestore di rete offra nel preventivo di connessione una soluzione al c.d. minimo tecnico. Per cui, qualora il richiedente contesti che la soluzione di connessione proposta sia al minimo tecnico per una errata valutazione della saturazione virtuale, rientra nei poteri istruttori dell'Autorità acquisire dal gestore documentazione idonea a comprovare l'effettiva e totale saturazione – alla data di elaborazione del preventivo di connessione – delle linee elettriche in media e/o bassa tensione (nonché, eventualmente, delle cabine primarie) ricadenti nell'ambito spaziale rivendicato dal reclamante per la realizzazione dell'impianto di produzione (oltre alla linea elettrica contenente il punto di connessione sulla rete esistente eventualmente indicato dal reclamante). Inoltre, ad avviso dell'Autorità, qualora dall'analisi della suddetta documentazione – anche dopo l'annullamento di pratiche non più valide ai sensi del TICA – sia comunque comprovata l'impossibilità di connettere l'impianto alle suddette linee elettriche per le

criticità tecniche comportanti la saturazione della rete, risulta acclarata l'impossibilità di individuare soluzioni di connessioni più semplici e che, quindi, la soluzione di connessione elaborata nel preventivo fornito rappresentava la "soluzione tecnica minima di connessione" prescritta dal TICA.

La decisione ha inoltre statuito che, alla luce del quadro regolatorio di cui all'art. 7, comma 3, lettere c), e) e j), del TICA, l'acquisizione dei permessi su proprietà privata e/o condominiale – laddove relativa ad infrastrutture da realizzare nell'area di pertinenza del produttore – ricade nella sua competenza, anche se lo stesso non richieda di realizzare in proprio l'impianto di rete per la connessione, ai sensi dell'art. 16, comma 1, del TICA.

In ultimo, la decisione ha ritenuto non fondata la richiesta del reclamante di vedersi riconosciuto il diritto all'indenizzo automatico di cui agli artt. 14 e 40 del TICA, in quanto, sulla base della documentazione acquisita nel corso del procedimento, non sono stati rilevati ritardi da parte del gestore nei tempi di risposta alle istanze del reclamante.

Risultano, infine, conformi alla decisione in esame le analoghe decisioni assunte nel 2021 con le seguenti delibere: 20 luglio 2021, 311/2021/E/eel; 6 luglio 2021, 285/2021/E/eel; 6 luglio 2021, 284/2021/E/eel; 28 giugno 2021, 267/2021/E/eel; 15 giugno 2021, 249/2021/E/eel; 15 giugno 2021, 248/2021/E/eel; 8 giugno 2021, 238/2021/E/eel; 25 maggio 2021, 211/2021/E/eel; 11 maggio 2021, 186/2021/E/eel; 20 aprile 2021, 158/2021/E/eel; 30 marzo 2021, 129/2021/E/eel; 16 marzo 2021, 103/2021/E/eel; 2 febbraio 2021, 29/2021/E/eel; 26 gennaio 2021, 18/2021/E/eel; 14 gennaio 2021, 2/2021/E/eel; 14 gennaio 2021, 1/2021/E/eel.

Con la delibera 16 febbraio 2021, 51/2021/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Energica S.r.l. Società di Ingegneria nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 240488919", l'Autorità ha, in primo luogo, evidenziato il quadro regolatorio di riferimento, ribadendo che l'art. 6, comma 3, del TICA *pro tempore* vigente, prevede che, nella richiesta di connessione, il richiedente debba comunicare al gestore diverse informazioni e debba fornire a quest'ultimo diversi documenti utili alla predisposizione del preventivo per la connessione, mentre il successivo art. 1, comma 1, lettera ll), prevede che il tempo di messa a disposizione del preventivo per la connessione è il tempo intercorrente tra la data di ricevimento della richiesta di connessione, corredata da tutte le informazioni nel medesimo TICA, e la data di messa a disposizione del preventivo per la connessione.

Poiché nella controversia in parola la richiesta di connessione non conteneva le informazioni prescritte (nel caso, una Carta tecnica regionale che non conteneva i corretti riferimenti geografici dell'area prevista per la realizzazione dell'impianto) – la cui mancanza non consentiva al gestore di individuare il corretto posizionamento dell'impianto da connettere alla rete –, correttamente il gestore ha richiesto al reclamante alcune integrazioni alla domanda di connessione.

Nella decisione si è ritenuto, quindi, non censurabile sotto il profilo regolatorio che il gestore abbia richiesto al reclamante le integrazioni necessarie decorsi 30 giorni lavorativi dalla presentazione della richiesta di connessione (e quindi a 15 giorni lavorativi dalla potenziale data di scadenza per la messa a disposizione del preventivo).

Ed invero, pur prevedendo l'art. 7, comma 1, del TICA, che *"Qualora le richieste di cui ai commi 6.1 o 6.2 non siano corredate da tutte le informazioni come definite nel presente provvedimento, il gestore di rete ne dà tempestivamente comunicazione al richiedente"*, la suddetta circostanza temporale – seppure valutabile certamente sotto il profilo dell'efficienza aziendale – non configura, di per sé, una violazione della regolazione, atteso che, ai sensi del combinato disposto dell'art. 7, comma 1 e dell'art. 1, comma 1, lettera ll), del TICA, per potenze in

immissione richieste inferiori a 1.000 kW, il gestore dispone di 45 giorni lavorativi per mettere a disposizione del richiedente il preventivo di connessione e tale termine decorre da quando il gestore riceve tutta la documentazione completa relativa alla richiesta di connessione.

Infine, l'Autorità, rilevata l'opportunità che il gestore provveda a una soluzione generale e organica della problematica oggetto della decisione, ha raccomandato al medesimo gestore di richiedere – nel più breve tempo possibile – le eventuali integrazioni necessarie, come previsto dall'art. 7, comma 1, del TICA, anche al fine di evitare il reiterato e non risolutivo ricorso alla procedura giustiziale.

Distribuzione

Con la delibera 11 novembre 2021, 487/2021/E/eel, "Decisione del reclamo presentato dal Seminario Arcivescovile Cosentino nei confronti di e-distribuzione S.p.A., in relazione all'impianto fotovoltaico associato al POD IT001E76828209", l'Autorità ha ricordato che, ai sensi del Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica (TIQE) *pro tempore* vigente, l'esecuzione dei lavori complessi (nel caso oggetto del reclamo, la modifica della potenza in prelievo da 3 a 100 kW) deve avvenire, da parte del distributore, entro 50 giorni lavorativi dall'accettazione del relativo preventivo.

Il ritardo nell'evasione della richiesta di modifica (da 3 kW a 100 kW) del valore della potenza disponibile in prelievo nel punto di connessione richiesto dal reclamante – se causato da un blocco nei sistemi informativi del gestore riconducibile esclusivamente a quest'ultimo – determina la violazione delle tempistiche per l'esecuzione di lavori complessi, ai sensi dell'art. 87, comma 1 e della tabella 13 del TIQE, per cui il reclamante ha diritto all'erogazione del rimborso a titolo di indennizzo automatico ai sensi della tabella 16 del medesimo TIQE.

Dispacciamento

Con la delibera 25 maggio 2021, 210/2021/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Moncada Energy Group S.r.l. (già Enpower S.r.l.) nei confronti di Terna S.p.A.", l'Autorità ha ricordato che l'art. 3, comma 3, ultimo periodo, del decreto legislativo n. 16 marzo 1999, n. 79, stabilisce il principio di utilizzazione prioritaria (tra l'altro) della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e che il predetto principio trovi attuazione nelle disposizioni relative alla priorità di dispacciamento per la medesima tipologia di impianti di produzione, secondo modalità definite dall'Autorità. Tuttavia, ai sensi dell'art. 3, comma 2, del suddetto decreto, la priorità di dispacciamento deve essere attuata garantendo, al contempo, la sicurezza di funzionamento del Sistema elettrico nazionale (SEN) e, in talune circostanze, ad esempio in condizioni di emergenza, a sola salvaguardia della sicurezza di funzionamento del SEN, ovvero di porzioni del medesimo SEN, può essere necessario limitare transitoriamente la produzione di energia elettrica anche da fonti rinnovabili.

La decisione in parola ha inoltre sottolineato che le delibere 9 giugno 2006, 111/06, e 25 gennaio 2010, ARG/elt 5/10, *pro tempore* vigenti – con cui l'Autorità ha definito le condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta (in particolare) da impianti di produzione da fonti rinnovabili non programmabili – prevedono che le eventuali azioni di modulazione della produzione eolica sono adottate da Terna unicamente per esigenze di mantenimento della sicurezza di funzionamento del SEN, nonché l'obbligo, in capo agli utenti del dispacciamento in immissione, di rispettare gli ordini di dispacciamento impartiti da Terna e i servizi di rete a cui sono soggette le unità di produzione eolica ai fini del mantenimento della sicurezza di funzionamento del SEN.

Ne consegue, in generale, la legittimità di ordini di dispacciamento di riduzione della produzione (parziale o totale) – impartiti da Terna verso fonti di produzione energetiche rinnovabili non programmabili ex art. 13, comma 1, della delibera ARG/elt 5/10 – anche senza che sia stata previamente sospesa la produzione da fonti non rinnovabili – come, invece, preteso dal reclamante –, qualora ciò avvenga, appunto, per garantire la sicurezza del SEN da parte di Terna, nell'esercizio del servizio di dispacciamento.

Nel caso del presente reclamo, è stato acclarato che gli ordini di modulazione impartiti dal gestore al reclamante erano dovuti a esigenze di sicurezza del sistema, riferendosi gli stessi in molti casi a giorni festivi e prefestivi (generalmente caratterizzati da bassi livelli di fabbisogno).

Lo scenario di esercizio del SEN a cui lo stesso si doveva riferire era *"ancor più critico in considerazione dell'emergenza sanitaria per Covid-19 che ha ulteriormente ridotto il fabbisogno"*, per cui Terna *"è stata costretta a imporre limitazioni alla produzione eolica per gestire in sicurezza il sistema elettrico"*; inoltre, in considerazione del fatto che – per potere gestire in sicurezza il SEN – era necessario che, anche in ore di basso carico, fosse mantenuto in esercizio almeno un numero minimo di impianti di produzione convenzionali in grado di fornire i servizi ancillari necessari alla gestione della rete (in particolare, potenza regolante di frequenza e tensione) e in grado, grazie all'energia cinetica immagazzinata nelle masse rotanti, di contrastare naturalmente brusche variazioni di frequenza e di stabilizzare i fenomeni oscillatori (tutti fenomeni che possono presentarsi nella gestione del SEN).

La decisione, di contro, non ha ritenuto conforme alla regolazione il fatto che il reclamante, volontariamente, non si sia allineato ad alcuni ordini di dispacciamento impartiti dal gestore nell'ottica della preminente garanzia di sicurezza del SEN; ciò in quanto – in base al descritto quadro normativo e regolatorio e alle conseguenti disposizioni tecniche previste dal Codice di rete – gli utenti del dispacciamento hanno l'obbligo di dare seguito a tutti gli ordini di dispacciamento impartiti da Terna che sono finalizzati al mantenimento e alla gestione della sicurezza di funzionamento del SEN, potendo esternare eventuali contestazioni o richieste di chiarimenti mediante apposito reclamo al gestore stesso.

Servizio di misura

Con la delibera 9 dicembre 2021, 556/2021/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da AGR.E.S. S.p.A. nei confronti di e-distribuzione S.p.A.", l'Autorità ha rilevato che l'impresa distributrice deve garantire la corretta installazione e manutenzione degli apparecchi di misura e il corretto valore delle misure messe a disposizione degli aventi diritto. Costituisce, pertanto, inadempimento dei suddetti obblighi l'applicazione di una errata costante di lettura "K" ai prelievi rilevati dal misuratore. Tuttavia, ad avviso dell'Autorità, siffatto errore non inficia sotto il profilo regolatorio la correttezza della ricostruzione dei consumi derivante dalla corretta applicazione della costante di lettura; ciò in quanto, nella fattispecie in esame, l'errore non è dipeso dal malfunzionamento del misuratore, bensì da un'errata moltiplicazione delle letture da parte del sistema informatico del gestore. Inoltre, la decisione in parola ha rilevato che tale errore ha comportato una mera attività di ricalcolo dei consumi realmente prelevati dal misuratore, riflettendo così il carattere sinallagmatico delle obbligazioni contrattuali in atto.

Dalla delibera 23 marzo 2021, 113/2021/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Energo S.r.l. nei confronti di Terna S.p.A.", l'Autorità ha evidenziato che, dall'art. 4, commi 1, 2 e 7, dell'allegato A alla delibera 111/06, *pro tempore* vigente, deriva l'obbligo dei produttori di concludere con Terna il contratto per il servizio di dispacciamento in immissione come condizione necessaria per immettere energia nella rete, tanto che Terna deve negare

la connessione alla rete dell'unità di produzione qualora il richiedente non offra la dimostrazione dell'avvenuta conclusione del contratto per il servizio di dispacciamento, ovvero, nel caso di utenti già connessi alla rete che non abbiano fornito la suddetta dimostrazione, deve intimare la conclusione del contratto di dispacciamento entro cinque giorni dalla notifica dell'intimazione, con l'avvertenza che la mancata conclusione del contratto di dispacciamento comporterà la disconnessione dell'utente.

Costituisce, quindi, violazione dei descritti obblighi imposti dalla regolazione nella gestione del pubblico servizio di dispacciamento la mancata intimazione – da parte di Terna nei confronti del reclamante titolare dell'unità di produzione connesso alla rete senza previo contratto di dispacciamento in immissione – alla conclusione di detto contratto e, di conseguenza, la mancata successiva disconnessione dalla rete dell'unità di produzione nella titolarità del reclamante.

Ad avviso dell'Autorità, tuttavia, tale condotta di Terna non esime il reclamante dal rispetto dei suoi obblighi previsti dalla regolazione e, dunque, non può giustificare l'inadempienza che il reclamante ha compiuto non procedendo, prima di immettere in rete l'energia elettrica prodotta, alla necessaria sottoscrizione di un nuovo contratto di dispacciamento in immissione, nei tempi e con le modalità previste dalla regolazione.

Alla luce del descritto quadro regolatorio, la decisione in esame non ha ravvisato, pertanto, alcun legittimo affidamento meritevole di tutela in capo al reclamante – circa la possibilità di potere immettere energia elettrica in rete (e di ricevere la relativa valorizzazione economica) in assenza del citato contratto –, non sussistendo una espressa previsione regolatoria che consente di immettere (e quindi remunerare) energia elettrica in rete in assenza di un sottostante contratto di dispacciamento in immissione, che, anzi, la regolazione prevede quale condizione necessaria a tale fine (non potendosi, pertanto, attribuire allo stesso efficacia retroattiva).

Non è, quindi, accoglibile la pretesa di prescrivere a Terna di procedere alla suddetta valorizzazione economica, in ragione del principio di legalità a cui si deve uniformare l'esercizio dei poteri decisorii da parte dell'Autorità (giurisprudenza pacifica: Consiglio di Stato, sez. VI, sentenze n. 1183/2021 e n. 5262/2019; nonché, TAR Lombardia, sez. I, sentenze n. 1376/2019 e n. 1377/2019; *id.*, sez. II, sentenza n. 2226/2018).

Settore del gas

Con riferimento al settore del gas, la decisione adottata dall'Autorità nel 2021 ha riguardato principalmente la tematica che segue.

Distribuzione

Con la delibera 4 maggio 2021, 175/2021/E/gas, "Decisione del reclamo presentato da Omnia Energia S.p.A. nei confronti di 2i Rete Gas S.p.A. (già 2i Rete Gas Impianti S.p.A.)", l'Autorità ha ribadito che, ai sensi dell'art. 1, comma 1, della Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG) e dell'art. 1, comma 1, della Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas (RQDG), *ratione temporis* vigenti all'epoca dei fatti del reclamo, rientra nella definizione di misuratore o gruppo di misura anche l'eventuale correttore dei volumi (c.d. *Add on*).

Pertanto, anche in caso di malfunzionamento del gruppo di misura dovuto a un guasto del correttore dei volumi, trovano applicazione le "Disposizioni in tema di ricostruzione dei consumi di gas naturale a seguito di accertato malfunzionamento del gruppo di misura" – approvate con la delibera 12 dicembre 2013, 572/2013/R/gas – per la determinazione sia del periodo di ricostruzione sia del relativo volume dei consumi.

È legittimo che il distributore abbia applicato l'art. 6 (rubricato "Modalità di calcolo dei coefficienti di conversione dei volumi misurati per il gas naturale") della RTDG ai volumi oggetto di ricostruzione, poiché il mancato funzionamento del correttore dei volumi installato presso il contatore meccanico *de quo* rende il gruppo di misura in concreto non dotato di apparecchiatura per la correzione delle misure alle condizioni standard.

Questioni procedurali

Con la delibera 11 novembre 2021, 487/2021/E/eel, "Decisione del reclamo presentato dal Seminario Arcivescovile Cosentino nei confronti di e-distribuzione S.p.A., in relazione all'impianto fotovoltaico associato al POD IT001E76828209", è stato evidenziato che la regolazione dell'Autorità non contiene una disciplina specifica né in materia di modifica della tipologia di punto di prelievo, né in materia di modifica da cessione totale a scambio sul posto. Inoltre, né la materia edilizia né quella del risarcimento dei danni rientrano nella competenza dell'Autorità. Pertanto, non rientra nel potere cognitivo della funzione giustiziale l'accertamento di eventuali violazioni di norme nelle suddette materie o di richieste di risarcimento danni.

Con la delibera 3 agosto 2021, 342/2021/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Eurogreen S.r.l. in liquidazione nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione 144084904", l'Autorità ha affermato che non rientra nella sfera di attribuzione/competenza giustiziale dell'Autorità prescrivere al gestore di consentire l'accesso agli atti, ai sensi della legge n. 241/1990, a favore del reclamante, il quale può fare valere siffatta istanza, ove non soddisfatta, nella competente sede giurisdizionale.

La massima sopra riportata vale anche per le analoghe decisioni assunte nel 2021 con le seguenti delibere: 20 luglio 2021, 311/2021/E/eel; 6 luglio 2021, 285/2021/E/eel; 6 luglio 2021, 284/2021/E/eel; 28 giugno 2021, 267/2021/E/eel; 15 giugno 2021, 249/2021/E/eel; 15 giugno 2021, 248/2021/E/eel; 8 giugno 2021, 238/2021/E/eel; 25 maggio 2021, 211/2021/E/eel; 11 maggio 2021, 186/2021/E/eel; 20 aprile 2021, 158/2021/E/eel; 30 marzo 2021, 129/2021/E/eel; 16 marzo 2021, 103/2021/E/eel; 2 febbraio 2021, 29/2021/E/eel; 26 gennaio 2021, 18/2021/E/eel; 14 gennaio 2021, 2/2021/E/eel; 14 gennaio 2021, 1/2021/E/eel.

Contenzioso

L'analisi degli esiti del contenzioso dell'anno 2021 (gennaio-dicembre 2021) consente di valutare gli effetti del sindacato giurisdizionale sugli atti di regolazione dell'Autorità nei settori di propria competenza, sia con riguardo a profili sostanziali, sia con riguardo a quelli procedurali.

Per i dati relativi ai procedimenti giurisdizionali incardinati presso il Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia (TAR Lombardia), sede di Milano, e presso il Consiglio di Stato, nel periodo compreso tra il 1997 e il 2021, si rinvia alle tavole 11.7 e 11.8, mentre per il dato relativo alla stabilità dell'azione amministrativa si rinvia alla tavola 11.9, dalla quale si può evincere, in termini statistici, l'indicazione sulla resistenza dei provvedimenti dell'Autorità al vaglio del sindacato giurisdizionale.

TAV. 11.7 *Esiti del contenzioso dal 1997 al 2021*

	RIGETTO	ACCOGLIMENTO	ACCOGLIMENTO PARZIALE
Decisioni del TAR - su istanza di sospensiva - di merito	492 1447	312 356	56 324
Decisioni del Consiglio di Stato - su appelli dell'Autorità - su appelli della controparte	238 281	200 48	47 102

Fonte: ARERA.

TAV. 11.8 *Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2021*

ANNO	N. RICORSI (A)	SOSPENSIVA			MERITO			APPELLO AUTORITÀ			APPELLO CONTROPARTE		
		ACCOLTI	ACCOLTI IN PARTE	RESPINTI	ACCOLTI	ACCOLTI IN PARTE	RESPINTI	ACCOLTI	ACCOLTI IN PARTE	RESPINTI	ACCOLTI	ACCOLTI IN PARTE	RESPINTI
1997	13	0	2	7	0	1	6	3	0	1	0	0	5
1998	25	0	4	11	3	4	9	0	0	1	2	0	1
1999	66	0	0	24	0	4	25	0	0	0	0	0	10
2000	51	2	0	23	16	0	18	10	3	1	1	0	8
2001	81	2	0	16	30	3	32	5	1	17	4	5	5
2002	87	13	5	6	31	10	37	2	0	9	3	2	3
2003	49	5	1	24	2	6	38	2	0	1	0	0	2
2004	144	11	2	45	27	58	48	15	6	40	4	1	9
2005	172	3	31	24	45	7	93	5	2	12	3	0	9
2006	255	48	0	88	5	4	10	20	0	3	0	0	2
2007	140	2	0	18	2	17	28	20	0	36	0	0	0
2008	131	2	0	5	11	17	74	21	0	7	2	0	17
2009	116	1	6	3	18	58	128	2	18	12	2	18	10
2010	204	3	0	3	13	17	48	10	1	6	0	4	13
2011	127	85	4	11	10	16	56	12	1	8	3	2	23
2012	176	10	0	53	23	18	81	13	4	24	5	4	24
2013	206	7	0	9	21	5	45	5	0	1	1	2	8
2014	169	5	0	15	14	18	70	5	1	2	0	0	15
2015	125	14	0	27	3	5	75	2	0	4	1	3	7
2016	199	2	1	14	18	9	101	5	0	19	3	0	9
2017	180	36	0	15	9	6	91	16	0	4	1	0	9
2018	83	42	0	23	19	1	89	11	1	8	5	2	23
2019	62	2	0	5	13	8	141	6	0	7	5	1	28
2020	144	4	0	14	3	9	68	8	3	5	0	38	24
2021	74	13	0	9	20	23	36	2	6	10	3	20	17
TOTALE	3079	312	56	492	356	324	1447	200	47	238	48	102	281

(A) Il numero dei ricorsi viene ricostruito facendo riferimento ai ricorsi incardinati nell'anno di riferimento, anche se eventualmente riferentisi a provvedimenti adottati l'anno precedente.

Fonte: ARERA.

TAV. 11.9 Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2021 (dati disponibili al 31 dicembre 2021)

ANNO	N. DELIBERE EMESSE	N. DELIBERE IMPUGNATE (***)	% DELIBERE IMPUGNATE SUL TOTALE DELLE EMESSE	N. DELIBERE ANNULLATE (**)	% DELLE DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE IMPUGNATE	% DELLE DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE EMESSE	N. RICORSI (*)
1997	152	6	3,9	1	16,7	0,7	13
1998	168	11	6,5	2	18,2	1,2	25
1999	209	15	7,2	2	13,3	1,0	66
2000	250	16	6,4	5	31,3	2,0	51
2001	334	21	6,3	4	19,0	1,2	81
2002	234	27	11,5	14	51,9	6,0	87
2003	169	17	10,1	3	17,6	1,8	49
2004	254	34	13,4	9	26,5	3,5	144
2005	301	36	12,0	11	30,6	3,7	172
2006	332	40	12,0	14	35,0	4,2	255
2007	353	32	9,1	4	12,5	1,1	140
2008	482	56	11,6	12	21,4	2,5	131
2009	587	44	7,5	9	20,5	1,5	116
2010	656	53	8,1	14	26,4	0,0	204
2011	505	28	5,5	9	32,1	0,0	127
2012	589	64	10,9	10	15,6	0,0	176
2013	646	82	12,7	15	18,3	2,3	206
2014	677	82	12,1	3	3,7	0,4	169
2015	668	88	13,2	13	14,8	1,9	125
2016	823	92	11,2	7	7,6	0,9	199
2017	928	189	20,4	72	38,1	7,8	180
2018	715	110	15,4	34	30,9	4,8	83
2019	580	42	7,2	2	4,8	0,3	62
2020	609	49	8,0	3	0,0	0,0	144
2021	639	42	6,6	0	0,0	0,0	74
TOTALE	11860	1276	10,8	272	21,3	2,3	3079

(*) Si intende il numero totale dei ricorsi pervenuti, inclusi anche quelli plurimi.

(**) Si intendono le delibere annullate in tutto o in parte in via definitiva.

(***) Si intende il numero di delibere emesse in quell'anno e impugnate nello stesso anno o in quello successivo con ricorso e motivi aggiunti.

Fonte: ARERA.

Su un totale di 11.860 delibere approvate dall'Autorità sin dal suo avvio (aprile 1997-31 dicembre 2021), ne sono state impugnate 1.276, pari al 10,8%, e ne sono state annullate in via definitiva (con sentenza passata in giudicato), in tutto o in parte, 272, pari al 21,3% del totale delle delibere impugunate e al 2,3% di quelle adottate. In termini statistici, l'indice di resistenza delle delibere dell'Autorità al controllo giurisdizionale si attesta attorno al 97,7%.

Nell'anno 2021 si è registrato un decremento del contenzioso in termini di numero di ricorsi rispetto all'anno precedente: 74 ricorsi (erano stati 144 nel 2020). Nel 2021, per la prima volta dal 2004, le decisioni di accoglimento (in tutto o in parte) in primo grado sono superiori a quelle di rigetto; ciò è dovuto al *revirement* della giurisprudenza amministrativa, di cui si dirà nei prossimi paragrafi, che, in contrasto con il precedente consolidato orientamento, ha ricollegato alla durata dei procedimenti sanzionatori, oltre il termine stabilito originariamente, una causa di illegittimità del provvedimento sanzionatorio, determinando così un aumento dei provvedimenti annullati in primo grado.

Si registra anche un aumento della percentuale di delibere definitivamente annullate (in parte) degli anni 2017 (38,1%) e 2018 (30,9%): si tratta, in larga parte, dei provvedimenti prescrittivi adottati ex delibera 24 giugno 2016, 342/2016/R/eel, parzialmente annullati dal TAR Lombardia e dal Consiglio di Stato, in conformità al cambio di indirizzo dello scorso anno del Consiglio di Stato, sez. VI, che, in contrasto parziale con il proprio orientamento espresso con le sentenze nn. 2045/2019 e 4422/2019, aveva accolto, in parte, gli appelli degli operatori ravvisando un difetto di istruttoria nella quantificazione degli importi oggetto di ripetizione.

Nel corso dell'anno 2021, il giudice amministrativo, cui sono devolute, in sede di giurisdizione esclusiva, le materie di competenza istituzionale dell'Autorità, si è pronunciato su alcune questioni di rilevante interesse per la regolazione tariffaria e dei mercati. Nei prossimi paragrafi si procederà a una sintesi, per settori di materia, delle decisioni di maggiore interesse del TAR Lombardia, sede di Milano, e del Consiglio di Stato.

Mercati all'ingrosso

In tema di ulteriore corrispettivo per la remunerazione transitoria della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica, per gli anni 2010 e 2011 (delibera 24 marzo 2016, 134/2016/R/eel), il Consiglio di Stato ha precisato che la disponibilità soggettiva degli impianti è presupposto essenziale per avere diritto alla remunerazione integrativa: *"Dal momento che il contratto di dispacciamento costituisce condizione essenziale e titolo imprescindibile per potere accedere al meccanismo di remunerazione della capacità produttiva ed anche per quanto attiene alla ulteriore remunerazione integrativa del corrispettivo S (la cui connotazione soggettivistica è a fondamento della sua istituzione), correttamente il primo giudice ha osservato come la titolarità (anche sotto il profilo soggettivo) del contratto di dispacciamento costituisce la conditio sine qua non per potere accedere al meccanismo del capacity payment, per come è reso evidente dalla lettura dell'art. 5, comma 3, DLgs 379/2003, che fa riferimento alle sole unità dispacciabili, quindi riconoscibili come tali, che si rendano disponibili nei giorni individuati come critici. Deriva da quanto sopra un primo punto incontestabile e cioè che la odierna appellante non era titolare, se non per periodi limitati, di unità dispacciabili nel corso del 2011"; "In altri termini, l'indisponibilità soggettiva delle unità di produzione nei periodi suindicati ha determinato un impedimento giuridico ad accedere, nella qualità di operatore, al meccanismo di remunerazione integrativa del corrispettivo S, la cui connotazione soggettivistica è a fondamento della sua istituzione, per come sopra si è chiarito"* (sentenza n. 7314/2021).

Con riguardo alla regolazione del servizio di rigassificazione del gas naturale (delibera 26 marzo 2020, 97/2020/R/gas), in particolare ai criteri per le procedure concorsuali di conferimento della capacità residua, il TAR Lombardia, con la sentenza n. 1778/2021, ha inteso sottolineare che l'ingresso – prima precluso – nel mercato italiano di grandi navi metaniere è una scelta regolatoria legittima: *"Il criterio dell'offerta economica complessivamente più vantaggiosa si rivela pertanto intrinsecamente coerente con i principi di libertà di accesso al terminale, di erogazione del servizio a parità di condizioni, di imparzialità e neutralità del servizio di rigassificazione e con il principio di concorrenza, di cui il criterio guida della massimizzazione dell'utilizzo del terminale rappresenta la sintesi equilibrata"; "La scelta di rimuovere il limite regolatorio dell'approdo nel terminale delle navi Q-flex, più che contrastare, sembra infatti favorire l'apertura del mercato interno del gas ad una effettiva concorrenza, in quanto diversifica le fonti di approvvigionamento del gas naturale ed incrementa la liquidità del mercato e del risparmio dei costi operativi e per investimenti, senza incidere negativamente sulle condizioni di sicurezza dell'erogazione del servizio"*.

Con riguardo alla regolazione dei Sistemi di distribuzione chiusi (SDC) di energia elettrica (delibera 12 novembre 2015, 539/2015/R/eel), le sentenze del Consiglio di Stato nn. 4346, 4347 e 4348 del 2021 hanno confermato l'annullamento parziale della delibera 539/2015/R/eel disposta in primo grado ma con differente motivazione, rimettendo alla sfera di competenza tecnico-discrezionale dell'Autorità l'accertamento istruttorio in merito alle peculiarità degli SDC e al grado di compartecipazione agli oneri del servizio di dispacciamento a essi erogato: *"nella fattispecie in esame è mancato lo sforzo istruttorio e motivazionale imposto dalle indicazioni fornite dal Giudice europeo il quale, nel ricostruire l'ordinamento settoriale europeo e nel criticare in parte qua quello interno, ha chiarito l'impossibilità di una automatica equiparazione, quale quella posta a fondamento degli atti qui impugnati. In tale contesto, spetta alle autorità di settore, e non può quindi essere imputato al Giudice di prime cure, il mancato approfondimento a valle circa gli effettivi criteri di individuazione della compartecipazione, in termini proporzionali ed adeguati all'effettivo utilizzo"; "Sul versante tecnico, in relazione alle modalità del sindacato giurisdizionale, quest'ultimo è volto a verificare se l'Autorità abbia violato il principio di ragionevolezza tecnica, senza che sia consentito, in coerenza con il principio costituzionale di separazione dei poteri, sostituire le valutazioni, anche opinabili, dell'amministrazione con quelle giudiziali. In particolare, è ammessa una piena conoscenza del fatto e del percorso intellettuale e volitivo seguito dall'amministrazione (cfr., ad es., Consiglio di Stato, sez. VI, 5 agosto 2019, n. 5559)"; "Pertanto, nel caso di specie spetta prioritariamente all'Autorità regolatoria del settore la verifica delle difformità riscontrate all'esito della statuizione del Giudice europeo, con conseguente rideterminazione coerente alle predette indicazioni".*

Mercati retail

La giurisprudenza del TAR Lombardia si è espressa in materia di prescrizione biennale nei rapporti di fornitura tra venditori e clienti finali di energia elettrica e gas naturale (delibera 26 maggio 2020, 184/2020/R/com) con le sentenze nn. 1441, 1444 e 1449 del 2021, e nell'ambito del servizio idrico integrato (delibera 26 maggio 2020, 186/2020/R/idr), con le sentenze nn. 1442, 1443 e 1448 del 2021. Il giudice ha ricostruito il fondamento di tale istituto introdotto dalla legge 27 dicembre 2017, n. 205: *"sul piano dei poteri assegnati ad ARERA, la legge n. 205/2017 li delimita in modo puntuale, stabilendo che spetta all'Autorità il compito di: a) definire le misure in materia di tempistiche di fatturazione tra gli operatori di filiera necessarie all'attuazione della disciplina introdotta in ordine alla durata biennale della prescrizione; b) determinare le forme attraverso le quali i distributori garantiscono l'accertamento e l'acquisizione dei dati dei consumi effettivi e ciò integra una misura a tutela dei consumatori; c) scegliere se definire, con propria deliberazione, misure atte a incentivare l'autolettura senza oneri a carico dell'utente; sul piano sostanziale, ha introdotto una disciplina speciale, rispetto a quella generale codicistica, in ordine alla durata della prescrizione del diritto al corrispettivo nei contratti di fornitura di energia elettrica e gas e nei contratti di fornitura del servizio idrico; in particolare, ha introdotto un termine biennale di prescrizione, escludendone però l'operatività laddove l'erronea o mancata rilevazione dei dati di consumo dipenda da responsabilità accertata dell'utente, ipotesi nella quale, in mancanza di ulteriori norme speciali, deve ritenersi operante la disciplina generale codicistica che fissa in cinque anni il termine di prescrizione"; "Né è fondata la censura con la quale si lamenta la mancata individuazione da parte di ARERA di comportamenti, anche solo negligenti del debitore, idonei ad incidere sulla decorrenza o sulla maturazione della prescrizione. Sul punto è sufficiente ribadire che la legge n. 160/2019 non rimette ad ARERA l'individuazione di siffatti comportamenti, né tale funzione le è stata attribuita dalla legge n. 2017, n. 205, che, come già evidenziato, ha assegnato ad ARERA solo la definizione delle tempistiche di fatturazione e delle misure con le quali i distributori garantiscono l'accertamento e l'acquisizione dei dati dei consumi effettivi, oltre a quelle atte a incentivare l'autolettura senza oneri a carico dell'utente.*

Pertanto, è priva di fondamento la tesi secondo cui la delibera n. 186 sarebbe illegittima per non avere codificato i comportamenti anche solo negligenti del debitore idonei ad incidere sulla decorrenza della prescrizione e sulla sua maturazione”.

Regolazione tariffaria e delle infrastrutture

In tema di tasso di recupero della produttività – *X-factor* – nell’ambito del servizio di distribuzione del gas naturale (delibera 24 luglio 2014, 367/2014/R/gas), il Consiglio di Stato, con la sentenza n. 341/2021, superando sul punto un proprio precedente (sentenza n. 2521/2012), ha ritenuto che la scelta di un *X-factor* costante, anziché decrescente, non sia di per sé illegittima: *“Una volta acclarata la compatibilità, in astratto, con il meccanismo del price-cap di un recupero di produttività sulla base tanto di un tasso fisso, quanto di un tasso decrescente, occorre verificare se, in concreto, la decisione dell’Autorità di applicare un tasso costante sia supportata da un’adeguata istruttoria e motivazione. A fronte di plurime scelte regolatorie all’uopo prospettabili, fermo rimanendo il limite di sindacato giurisdizionale sugli atti dell’Autorità amministrative indipendenti – non potendo sostituirsi la valutazione giudiziale a quella amministrativa –, l’Autorità procedente è, comunque, tenuta a motivare le scelte in concreto assunte”.* Inoltre, secondo il Consiglio di Stato, la previsione di un tasso di recupero di produttività, differenziato a seconda delle dimensioni degli operatori economici presi in esame, è ragionevole e basata su un’adeguata istruttoria e una sufficiente motivazione: *“In particolare, come correttamente dedotto dall’appellante, mediante la delibera impugnata in prime cure, l’Autorità intendeva conseguire, mediante un’opportuna definizione dell’X-factor, da un lato, una redistribuzione tra l’utenza finale dei margini di efficienza già conseguiti dalle imprese di maggiori dimensioni nei pregressi periodi regolatori, dall’altro, un ulteriore incentivo dei piccoli e dei medi distributori a proseguire nel percorso di riduzione dei costi operativi già intrapreso”* (sentenza n. 341/2021).

In materia di servizio di distribuzione di gas diversi dal gas naturale, con la sentenza n. 6534/2021, il Consiglio di Stato ha sottolineato che il sistema normativo ha sempre considerato separatamente la distribuzione del gas naturale e la diversa attività di distribuzione del GPL: *“La costante separata considerazione a livello normativo (di gas naturale e GPL) trova riscontro nel dato funzionale-teleologico, attese le profonde differenze sul piano tecnico esistenti tra la distribuzione del gas naturale e la distribuzione del GPL. Il gas naturale viene, infatti, erogato attraverso le tubazioni, mentre il GPL viene trasportato allo stato liquido ed immesso in bomboloni. Le reti e gli impianti del GPL sono diversi da quelli del gas naturale e dal punto di vista tecnico non sono adatti al c.d. vettoriamento (il servizio di trasporto) del metano, atteso che, in sostanza, gli impianti GPL non possono essere utilizzati per il trasporto del gas naturale. Le due reti, pertanto, non possono interagire e le reti a gas naturale non possono confluire in quelle a GPL. In materia, la finalità del vigente ordinamento, a partire dal sistema normativo, è proprio quella di valorizzare gli investimenti per l’estensione della rete a gas naturale, al fine di superare definitivamente le obsolete reti a GPL, prevalentemente in fase di dismissione. L’interpretazione della normativa evocata nel senso sostenuto dall’appellante, oltre a scontrarsi con il già univoco dato letterale, risulta, quindi, ulteriormente precluso da considerazioni di natura sistematica e teleologica. A fronte di un sistema normativo evidentemente volto a favorire la diffusione del servizio di metanizzazione e la sostituzione delle reti a GPL con le reti del gas naturale, sarebbe, infatti, irragionevole estendere il diverso meccanismo compensativo previsto per un mercato distinto e caratterizzato da elementi diversi e peculiari”.*

In materia di rettifiche e rideterminazioni delle tariffe di distribuzione del gas naturale, con la sentenza n. 2608/2021, il TAR Lombardia ha confermato il proprio orientamento sul principio di copertura integrale dei

costi, che non è mai da intendersi come assoluto, dovendo essere temperato con i principi di certezza e di stabilità delle tariffe, posti a tutela degli utenti del servizio. In particolare, il TAR ha confermato che gli errori o le omissioni commessi dagli operatori economici del settore, nel procedimento di predisposizione tariffaria, non possono esporre l'utenza al rischio di subire aumenti impreveduti ed eccessivi delle tariffe, in violazione della certezza e della trasparenza del sistema tariffario e della tutela degli interessi degli utenti e dei consumatori.

Servizio idrico integrato

In tema di regolazione tariffaria del servizio idrico integrato (delibera 28 dicembre 2012, 585/2012/R/idr), la sentenza del Consiglio di Stato n. 4914/2021 si è occupata del trattamento tariffario dell'IRAP, sostenendo che: *"Su queste basi, come si verifica per qualsiasi altro costo (anche di carattere fiscale) gravante sulla produzione, l'onere economico dell'imposta può essere trasferito (non sul prezzo dei beni o servizi prodotti, secondo le leggi di mercato, trattandosi qui di prestazioni conformate dal regolatore) totalmente o parzialmente recuperato attraverso opportune scelte organizzative. Non appare irrazionale incentivare l'impresa a dotarsi dei fattori produttivi più efficienti rispetto all'erogazione del servizio, posto che tale efficientamento dovrebbe comunque preservare gli standard di sicurezza e qualità imposti dalla legge. Non pare poi che dal disposto regolatorio derivino comportamenti opportunistici. Come rimarcato dall'Autorità, l'eventuale 'esternalizzazione' dei servizi non comporta affatto vantaggi regolatori automatici: alla riduzione dell'IRAP si accompagnerebbe, in tale caso, l'aumento del totale dei costi efficientabili, in cui sono ricompresi i costi di approvvigionamento di servizi esterni"*.

In tema di mancato riconoscimento degli oneri finanziari sui conguagli, il Consiglio di Stato, con le sentenze nn. 731, 732 e 4914 del 2021, ha ritenuto che: *"Il meccanismo per cui i conguagli si determinano necessariamente in un periodo di tempo successivo rispetto al periodo di fatturazione deriva da una scelta regolatoria relativa alla determinazione della tariffa del settore idrico, basata sulla revenue regulation (dove il rischio di domanda non resta in capo al gestore), anziché sul price-cap puro (dove il rischio di volumi è invece in capo al gestore). Accade quindi che, quando i consumi effettivi sono risultati inferiori rispetto a quelli prefigurati (derivando da tale erronea previsione la fissazione di tariffe troppo basse), ricavi che non si materializzano durante l'esercizio finanziario in cui viene erogato il servizio vengono quindi corrisposti all'operatore in modo differito, al fine di ristabilire un'equivalenza dal punto di vista finanziario. Poiché il gestore sopporta un costo oggettivo, derivante dal fatto che il livello delle tariffe inizialmente fissato – dall'ente di governo dell'ambito, nell'osservanza del metodo tariffario regolato dall'Autorità cui la tariffa viene trasmessa per l'approvazione – si è rivelato insufficiente a coprire i costi del servizio, il riconoscimento di questo costo finanziario non può essere disconosciuto. L'Autorità deve quindi prevedere, in sede di determinazione del conguaglio, un correttivo a copertura dell'onere finanziario sui conguagli, il quale non ha nulla a che vedere con la generale 'rischiosità' del servizio idrico integrato 'rispetto a quella media di mercato', misurata dal coefficiente β , il quale opera (come si vedrà nel prosieguo) un mero raffronto fra i rendimenti nel settore considerato e quelli di altri settori comparabili; così come certamente non tiene conto del mancato riconoscimento degli oneri finanziari sui conguagli, il capitale circolante netto che (per le ragioni sopra esposte) esprime la situazione di liquidità dell'azienda. Resta fermo che l'allocatione della voce di costo in commento deve basarsi sugli anzidetti principi di pertinenza, causalità, congruità, oggettività, proporzionalità, competenza (rispetto all'anno di riferimento), trasparenza. Secondo i principi generali, l'Autorità dovrà approntare un meccanismo di regolazione incentivante, in grado cioè di orientare i prezzi verso costi efficienti e di contrastare i comportamenti opportunistici del gestore volti a rimandare la riscossione di proventi tariffari da parte degli utenti (ad esempio, ritardi nell'acquisizione dei dati reali e non tempestiva lettura dei contatori). L'utilizzo*

di livelli di costo legati alle best practices, insieme alle previsioni di percorsi di efficientamento, evita di garantire rendite alle imprese già efficienti, senza allo stesso tempo mettere in pericolo l'equilibrio economico-finanziario delle imprese meno efficienti".

In tema di regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato (delibera 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr), merita di essere segnalata la sentenza n. 6694/2021 del Consiglio di Stato, che ha precisato che l'applicazione concreta di un determinato parametro volto a misurare la qualità del servizio non può che riconnettersi a una attività che rientra nella sfera di controllo del gestore e, dunque, in questo caso, legittimamente assunta a indice di valutazione della qualità della condotta tenuta e del servizio reso, per cui: *"A tal fine, la clausola contenuta all'art. 5, comma 4, della deliberazione n. 917/17, consente all'Ente di governo dell'ambito la facoltà di formulare, ex post, motivata istanza di deroga dalle disposizioni concernenti gli indennizzi automatici e il meccanismo incentivante, nel caso in cui il mancato rispetto dei medesimi standard sia dovuto al verificarsi di eventi imprevisi e imprevedibili e comunque al di fuori della sfera di responsabilità del gestore. Tale clausola deve ritenersi espressiva del più generale principio in base al quale la posizione del gestore non può essere incisa in senso deteriore dalle manchevolezze e dagli inadempimenti riconducibili ad altri soggetti, dovendosi escludere l'operatività del parametro laddove lo sversamento non sia riconducibile allo specifico segmento di attività che il gestore è chiamato a svolgere in base alla specifica convenzione dallo stesso stipulata anche in riferimento alle acque reflue e meteoriche. (...) In definitiva, ogniqualevolta si dovesse realizzare uno sversamento riconducibile alla responsabilità di terzi, la clausola di cui si tratta consente di non addossare al gestore le conseguenze negative di un evento rispetto al quale egli è estraneo. Tale elemento di flessibilità è idoneo inoltre ad assicurare che l'applicazione delle previsioni in tema di qualità tecnica tenga conto delle peculiarità legate alle diverse realtà geografiche".*

Servizio integrato dei rifiuti

In materia di regolazione tariffaria del Servizio integrato di gestione dei rifiuti (delibera 31 ottobre 2019, 443/2019/R/rif), con la sentenza n. 1938/2021, il TAR Lombardia ha chiarito l'ampiezza dei poteri regolatori individuati in materia. In particolare, *"Il potere regolatorio di ARERA nella materia de qua trova fondamento legislativo nell'art. 1, comma 527, della legge n. 205/2017, che reca una previsione di carattere generale, riferita alla tariffazione nell'ambito del servizio integrato dei rifiuti, indipendentemente dal modello di organizzazione della TARI – tributo o tariffa – prescelto dall'Ente locale. In tal senso, depongono il tenore letterale della norma e le finalità ad essa sottese. Dal primo punto di vista, il comma 527 introduce la competenza di ARERA 'con i medesimi poteri e nel quadro dei principi, delle finalità e delle attribuzioni, anche di natura sanzionatoria, stabiliti dalla legge n. 14 novembre 1995, n. 481', con funzioni di regolazione e controllo, sia nella 'predisposizione ed aggiornamento del metodo tariffario per la determinazione dei corrispettivi del servizio integrato dei rifiuti e dei singoli servizi che costituiscono attività di gestione, a copertura dei costi di esercizio e di investimento, compresa la remunerazione dei capitali, sulla base della valutazione dei costi efficienti e del principio 'chi inquina paga', sia nella 'fissazione dei criteri per la definizione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento', sia, infine, in tema di 'approvazione delle tariffe definite, ai sensi della legislazione vigente, dall'Ente di governo dell'ambito territoriale ottimale per il servizio integrato e dai gestori degli impianti di trattamento'. La norma è formulata in modo tale da coprire ogni sistema astrattamente configurabile di gestione del servizio integrato dei rifiuti, indipendentemente dal fatto che l'Ente locale abbia optato per la TARI tariffa o per la TARI tributo. Il legislatore mira ad introdurre un nuovo regime regolatorio nel servizio integrato dei rifiuti, operante tanto nel campo della definizione dei criteri di riconoscimento dei costi efficienti di esercizio e di investimento, quanto nel settore della predisposizione di*

un metodo tariffario per la determinazione dei corrispettivi, nel rispetto del generale principio 'chi inquina paga'. Risulta irrilevante la configurazione data dal singolo Ente locale alla TARI, che integra un dato neutro rispetto alle finalità perseguite dal legislatore e alla correlata individuazione dell'ambito dei poteri assegnati ad ARERA". Inoltre, secondo il TAR Lombardia, la circostanza che sia prevista la copertura integrale dei costi di investimento e di esercizio non consente di affermare che debba essere assicurato il ristoro di qualunque costo, comunque sostenuto per la gestione del servizio. La lettera f) dell'art. 1, comma 527, della legge n. 205/2017, nel prevedere il potere regolatorio dell'Autorità, le assegna il compito di individuare un metodo tariffario per la determinazione dei corrispettivi del Servizio integrato dei rifiuti, precisando che ciò deve avvenire a copertura dei costi di esercizio e di investimento, compresa la remunerazione dei capitali, ma sulla base della valutazione "dei costi efficienti e del principio 'chi inquina paga'". Secondo la sentenza n. 1938/2021, "la norma non consente di ritenere che qualunque costo debba essere coperto, come se si trattasse di una sorta di riconoscimento a 'piè di lista', ma assegna rilevanza solo ai costi che rispondono a canoni di efficienza", con la precisazione che "i principi richiamati sono propri della regolazione ogniqualvolta sia diretta, anche al di fuori dello specifico settore, a disegnare un sistema tariffario".

Contenzioso post sanzioni

In materia sanzionatoria, si deve riportare un inaspettato *revirement* della giurisprudenza sulla natura del termine di conclusione dei procedimenti sanzionatori. Con la sentenza n. 584/2021, il Consiglio di Stato, sez. VI, ha, per la prima volta, affermato la natura perentoria del termine di chiusura dei procedimenti sanzionatori, a fronte di una consolidata giurisprudenza della medesima sezione che aveva sempre sostenuto la natura ordinatoria di tale termine (Consiglio di Stato, sentenze nn. 582/2012; 1257/2013; 6431/2014; 3893/2014; 3401/2015; 2862/2016; 3559/2018; 6888 e 6889 del 2020, nonché, 1391/2021 e 1392/2021). La sentenza n. 584/2021, in particolare, giunge a tali conclusioni: "Ciò porta, quindi, ad interrogarsi sulle conseguenze del fatto che l'appellante sia rimasto a lungo, ben al di là del termine fissato dalla stessa ARERA, sottoposto a procedimento sanzionatorio. In ragione di ciò non sembra utile invocare il carattere complesso della vicenda, anche se va rilevato che il meccanismo normativo prevede che sia la stessa Autorità a stabilire di quanto tempo abbia bisogno per pervenire ad una decisione definitiva, potendosi altresì prevedere anche normativamente esigenze di prolungamento giustificato della istruttoria. In definitiva, se la questione della natura perentoria o meno dei termini per la conclusione dei procedimenti sanzionatori si può ritenere relativamente di semplice definizione, ciò che va anche considerato è che è inaccettabile la oscillazione di comportamenti, in un campo così delicato per operatori economici, imprese e cittadini e in presenza della sempre più pressante domanda del bene giuridico della certezza del diritto. Tanto premesso, deve ritenersi che il termine per la conclusione del procedimento sanzionatorio promosso dall'Autorità appellata ha natura perentoria, sicché il suo superamento inficia il provvedimento sanzionatorio impugnato, con ciò che ne consegue in termini di illegittimità dello stesso". Riprendono tale ultimo precedente anche le sentenze del Consiglio di Stato, sez. VI, nn. 2307/2021, 2308/2021 e 2309/2021.

Il TAR Lombardia, con un primo orientamento maggioritario, ha continuato a sostenere la natura ordinatoria del termine di conclusione del procedimento sanzionatorio, pur ricollegando all'eccessiva durata dell'istruttoria una causa di illegittimità della sanzione finale. L'annullamento delle sanzioni per violazioni del termine di chiusura del procedimento, pur giudicato ordinatorio, è stato così motivato dal TAR Lombardia, nella sentenza n. 1299/2021: "L'interesse pretensivo delle imprese elettriche destinatarie di una contestazione di addebito alla definizione del procedimento sanzionatorio, non solo con un provvedimento favorevole ma anche con un provvedimento

che, indipendentemente dal suo contenuto, sia adottato entro un termine ragionevole e proporzionato al grado di complessità dell'istruttoria, reclama pertanto una tutela effettiva e adeguata. Tale interpretazione è stata già adottata da questo Tribunale, il quale ha affermato il principio che la natura non perentoria del termine di conclusione del procedimento sanzionatorio dell'ARERA non può trasformarsi in una presunzione assoluta di legittimità del provvedimento sanzionatorio tardivo (TAR Lombardia, sede di Milano, sez. II, 31 ottobre 2018, n. 2456). Occorre a questo punto verificare in concreto se il sostanzioso superamento del termine di conclusione del procedimento, il quale non può mai di per se stesso determinare la decadenza dal potere sanzionatorio, sia stato determinato dall'esigenza di implementare il contraddittorio procedimentale o se sia decorso inutilmente. (...) Osserva il Collegio che la mancata rimodulazione del termine di conclusione del procedimento e dunque l'assenza di esigenze sopravvenute alle quali far fronte rappresenta un indicatore sintomatico della violazione dei principi di buon andamento dell'azione amministrativa e di buona fede, alla quale deve essere improntato ogni rapporto amministrativo. Dal contenuto del provvedimento sanzionatorio non è dato inoltre ricostruire in concreto lo svolgimento di un percorso istruttorio particolarmente complesso, atteso che la gravità della violazione, in relazione alla sistematicità dello sbilanciamento, risulta valutata sulla scorta degli accertamenti già contenuti nel provvedimento prescrittivo e che nel procedimento sanzionatorio la società ricorrente non ha prodotto memorie da contrastare con ulteriori attività istruttorie" (in tal senso, si vedano anche le sentenze nn. 1744/2021; 1796/2021; 1983/2021; 2441/2021; 2589/2021; 2613/2021; 2739/2021; 2770/2021).

Un secondo orientamento minoritario del TAR Lombardia ha, invece, aderito alla tesi della perentorietà del termine di conclusione del procedimento sanzionatorio, con tali argomentazioni: "Tale modus procedendi si pone in contrasto con la più recente evoluzione giurisprudenziale, che ha affermato la natura perentoria del termine di conclusione del procedimento sanzionatorio di pertinenza dell'Autorità per l'Energia elettrica, il Gas e il Sistema idrico, ora Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente – ARERA. Difatti, a prescindere da una espressa qualificazione in tal senso nella legge o nel regolamento che lo preveda, sussiste una stretta correlazione tra il rispetto del richiamato termine e l'effettività del diritto di difesa dell'incolpato, avente rilievo costituzionale (artt. 24 e 97 Cost.), ed emerge altresì una ineludibile esigenza di certezza dei rapporti giuridici e delle posizioni soggettive incise dal potere sanzionatorio; del resto, ammettere che l'adozione del provvedimento finale possa avvenire entro il lungo termine prescrizione (cinque anni, in base all'art. 28 della legge n. 689 del 1981), anziché nel rispetto del termine specificamente fissato per l'adozione dell'atto, equivarrebbe ad esporre l'incolpato ad un potere sanzionatorio di fronte al cui tardivo esercizio potrebbe essergli difficoltoso approntare in concreto adeguati strumenti di difesa (cfr. Consiglio di Stato, sez. VI, 19 gennaio 2021, n. 584)" (sentenza n. 1177/2021; in tal senso, si veda anche la sentenza n. 1496/2021).



CAPITOLO

12



**ATTUAZIONE
DELLA REGOLAZIONE,
COMUNICAZIONE,
ORGANIZZAZIONE
E RISORSE**

INTERSETTORIALE

Attività propedeutica alla regolazione e provvedimenti adottati nel 2021

Attività di consultazione

L'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente, come noto, adotta regolarmente strumenti volti a garantire la partecipazione degli *stakeholder* ai propri procedimenti di regolazione.

Nel corso del 2021 sono stati pubblicati 45 documenti per la consultazione (Tav. 12.1), con una tendenza in aumento rispetto agli anni precedenti (nel 2020 sono stati pubblicati 36 documenti per la consultazione, nel 2019 ne sono stati pubblicati 40, mentre nel 2018 sono stati 38). La partecipazione degli interessati è stata garantita anche da una adeguata durata media delle consultazioni che nel 2021 è stata di 38 giorni.

In particolare, con riferimento ai settori energetici, 10 documenti per la consultazione pubblicati nel 2021 hanno avuto a oggetto proposte di regolazione relative al settore del gas e 10 documenti per la consultazione hanno presentato gli orientamenti per interventi nel settore dell'energia elettrica; inoltre, ulteriori 12 documenti per la consultazione hanno avuto a oggetto aspetti della regolazione trasversali ai settori dell'energia elettrica e del gas naturale. In relazione ai settori ambientali, sono stati adottati 3 documenti per la consultazione nel settore del servizio idrico integrato, 4 hanno riguardato interventi per il settore del ciclo dei rifiuti, 2 hanno riguardato proposte di intervento per il servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento. Infine, l'Autorità ha adottato ulteriori due documenti di consultazione concernenti rispettivamente il Quadro strategico 2022-2025 e gli adempimenti anticorruzione e trasparenza.

Nel 2021, analogamente a quanto avvenuto negli anni precedenti, nell'ambito di alcuni procedimenti di regolazione sono state previste più fasi di consultazione, nel corso delle quali sono stati, dunque, pubblicati più documenti. In particolare, sono state condotte consultazioni plurime, che hanno riguardato i principali ambiti su cui è intervenuta l'Autorità nel corso dell'anno, quali, tra gli altri, la regolazione tariffaria e della qualità tecnica del settore rifiuti per il secondo periodo regolatorio; i criteri per l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito nelle infrastrutture dei settori elettrico e gas e la riforma della disciplina degli sbilanciamenti sul mercato elettrico in attuazione del quadro regolatorio europeo.

TAV. 12.1 Documenti per la consultazione adottati nel 2021 (gennaio-dicembre)

DATA	RUBRICA	SETTORE	TITOLO
23 febbraio 2021	72/2021/R/rif	Rifiuti	Primi orientamenti per la regolazione della qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani e assimilati
2 marzo 2021	80/2021/R/eel	Elettricità	Orientamenti per la determinazione del valore di conguaglio, per l'anno 2008, del costo evitato di combustibile (CEC), per l'energia elettrica ritirata dal Gestore dei servizi energetici (GSE) ai sensi del provvedimento CIP 6/1992, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato n. 4778/2020
13 aprile 2021	148/2021/R/com	Elettricità/Gas	Primi interventi di aggiornamento e modifica della regolazione della Bolletta 2.0

(segue)

DATA	RUBRICA	SETTORE	TITOLO
22 aprile 2021	167/2021/R/gas	Gas	Riassetto dell'attività di misura del gas nei punti di entrata ed uscita della rete di trasporto – Orientamenti finali
11 maggio 2021	193/2021/R/com	Elettricità/Gas	Ottemperanza alla sentenza 5 gennaio 2021, n. 18 del TAR Lombardia di annullamento della delibera dell'Autorità 279/2017/R/com – Orientamenti relativi alla disciplina del meccanismo incentivante per la diffusione delle bollette elettroniche
11 maggio 2021	196/2021/R/rif	Rifiuti	Primi orientamenti per la definizione del metodo tariffario rifiuti per il secondo periodo regolatorio (MTR-2)
15 giugno 2021	250/2021/R/gas	Gas	Infrastrutture del gas naturale: progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi innovativi – Orientamenti finali
15 giugno 2021	254/2021/R/tlr	Teleriscaldamento	Orientamenti in materia di contributi di allacciamento e modalità per l'esercizio del diritto di recesso per il secondo periodo di regolazione
22 giugno 2021	260/2021/E/com	Elettricità/Gas	Disposizioni sugli obblighi informativi da parte dei soggetti operanti nella vendita finale di energia elettrica e gas naturale
22 giugno 2021	263/2021/R/gas	Gas	<i>Smart metering</i> gas: regolazione degli <i>output</i> e della <i>performance</i> del servizio di misura e degli obblighi di fatturazione – Orientamenti finali
28 giugno 2021	274/2021/R/eel	Elettricità	Modifiche e integrazioni alla regolazione sulle risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, in vista dell'avvio del periodo di consegna del mercato della capacità e del <i>coupling</i> del mercato infragiornaliero
2 luglio 2021	282/2021/R/rif	Rifiuti	Definizione del Metodo tariffario rifiuti per il secondo periodo regolatorio (MTR-2) – Orientamenti finali
6 luglio 2021	292/2021/R/eel	Elettricità	Riforma della disciplina degli sbilanciamenti, in attuazione del quadro regolatorio europeo
15 luglio 2021	308/2021/R/com	Elettricità/Gas	Criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per le regolazioni infrastrutturali dei settori elettrico e gas nel secondo periodo di regolazione (II PWACC)
27 luglio 2021	325/2021/R/eel	Elettricità	Orientamenti per la definizione di un sistema di incentivazione ai fini della riduzione dei costi di dispacciamento
27 luglio 2021	329/2021/R/tlr	Teleriscaldamento	Orientamenti in materia di regolazione della qualità commerciale per il secondo periodo di regolazione
3 agosto 2021	357/2021/R/gas	Gas	Orientamenti in tema di responsabilizzazione dell'impresa di distribuzione nella gestione del delta <i>in-out</i> delle reti di distribuzione
3 agosto 2021	359/2021/R/efr	Efficienza energetica	Riconoscimento di parte degli extracosti sostenuti dai distributori nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica per l'anno d'obbligo 2020
3 agosto 2021	361/2021/R/com	Elettricità/Gas	Compensazione degli esercenti la vendita per i mancati ricavi conseguenti alle agevolazioni relative alle quote fisse delle forniture di elettricità e gas delle popolazioni del Centro Italia colpite dagli eventi sismici
2 settembre 2021	368/2021/R/com	Elettricità/Gas/ Idrico	Orientamenti in materia di proroga delle agevolazioni tariffarie di cui alla delibera 252/2017/R/com a favore delle utenze e forniture asservite alle SAE e ai MAPRE, siti nei comuni di cui agli allegati 1, 2 e 2- <i>bis</i> al decreto legge n. 189/2016

(segue)

DATA	RUBRICA	SETTORE	TITOLO
14 settembre 2021	379/2021/R/gas	Gas	Criteri per la valorizzazione delle misure non di mercato attivabili per la gestione delle emergenze
14 settembre 2021	380/2021/R/eel	Elettricità	Meccanismo unico di reintegrazione alle imprese distributrici di energia elettrica dei crediti non riscossi e altrimenti non recuperabili in ordine agli oneri generali di sistema e agli oneri di rete
14 settembre 2021	381/2021/R/eel	Elettricità	Diritti di trasmissione di lungo termine ai sensi dell'art. 30 del regolamento (UE) 1719/2016 della Commissione – Aggiornamento quadriennale
21 settembre 2021	386/2021/R/com	Elettricità/Gas	Misure per l'attuazione delle disposizioni della legge n. 205/2017 in materia di prescrizione biennale in relazione al <i>settlement</i> elettrico e gas – Orientamenti finali
28 settembre 2021	405/2021/R/idr	Idrico	Orientamenti per l'integrazione della disciplina vigente in materia di misura del servizio idrico integrato (TIMSII)
5 ottobre 2021	415/2021/R/gas	Gas	Esecuzione della sentenza del Consiglio di Stato n. 341/2021 in materia di tariffe per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale
12 ottobre 2021	422/2021/R/rif	Rifiuti	Regolazione della qualità contrattuale e tecnica del servizio di gestione dei rifiuti urbani – Orientamenti finali
18 ottobre 2021	435/2021/R/eel	Elettricità	Aggiornamento delle previsioni del TIS in materia di profilazione convenzionale dei prelievi e di aggregazione delle immissioni
26 ottobre 2021	452/2021/R/gas	Gas	Criteri per l'aggiornamento dei livelli di recupero di efficienza delle imprese di stoccaggio del gas naturale per il semiperiodo 2023-2025
26 ottobre 2021	457/2021/R/com	Elettricità/Gas	Orientamenti per l'ottemperanza alle sentenze 14 giugno 2021, nn. 1441, 1444 e 1449 del TAR Lombardia, in materia di fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni
26 ottobre 2021	458/2021/R/eel	Elettricità	Criteri per l'applicazione ai clienti finali del corrispettivo a copertura degli oneri netti di approvvigionamento della capacità di cui alla delibera dell'Autorità ARG/elt 98/11
26 ottobre 2021	462/2021/R/idr	Idrico	Orientamenti per l'ottemperanza alle sentenze 14 giugno 2021, nn. 1442, 1443 e 1448 del TAR Lombardia, in materia di fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni
29 ottobre 2021	465/2021/A	Amministrazione	Quadro strategico 2022-2025 dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente
11 novembre 2021	488/2021/R/com	Elettricità/Gas	Criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per le regolazioni infrastrutturali dei settori elettrico e gas nel secondo periodo di regolazione (II PWACC) – Orientamenti finali
11 novembre 2021	489/2021/R/idr	Idrico	Orientamenti per l'aggiornamento biennale (2022-2023) delle predisposizioni tariffarie del servizio idrico integrato
16 novembre 2021	502/2021/R/gas	Gas	Aspetti applicativi della riforma dei conferimenti di capacità di cui alla delibera dell'Autorità 147/2019/R/gas
23 novembre 2021	515/2021/R/eel	Elettricità	Completamento della regolazione tariffaria dell'energia reattiva

(segue)

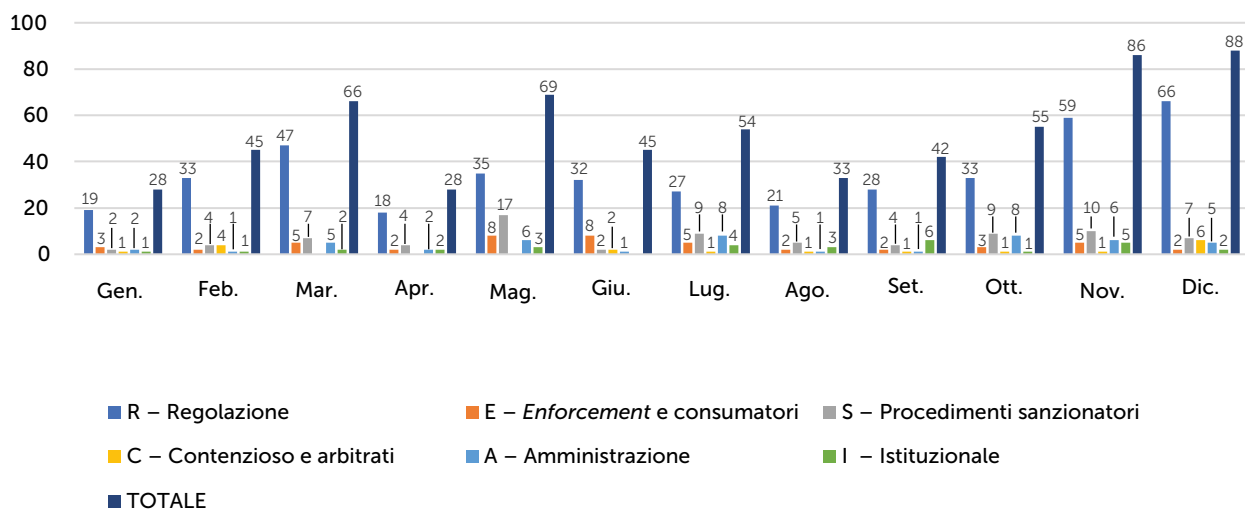
DATA	RUBRICA	SETTORE	TITOLO
30 novembre 2021	539/2021/R/gas	Gas	Orientamenti in materia di applicazione del tetto al riconoscimento tariffario degli investimenti nelle località in avviamento
9 dicembre 2021	567/2021/R/com	Elettricità/Gas	Orientamenti in merito alla standardizzazione del "codice offerta" e all'inserimento nel Registro centrale ufficiale (RCU)
14 dicembre 2021	572/2021/R/com	Elettricità/Gas/Idrico	Aggiornamento delle modalità di verifica dei dati di qualità commerciale dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica e del gas naturale e di qualità contrattuale del servizio idrico integrato
14 dicembre 2021	579/2021/R/com	Elettricità/Gas	Modifiche alla Bolletta 2.0 – Primo gruppo di interventi – Orientamenti finali
21 dicembre 2021	595/2021/A	Amministrazione	Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza 2022-2024
21 dicembre 2021	602/2021/R/eel	Elettricità	Interventi per il perfezionamento della disciplina delle perdite di rete per il biennio 2022-2023
23 dicembre 2021	615/2021/R/com	Elettricità/Gas	Linee guida per lo sviluppo della regolazione ROSS-base da applicare a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas
23 dicembre 2021	616/2021/R/gas	Gas	Criteri di incentivazione ed efficientamento dell'esercizio e dello sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale

Fonte: ARERA.

Provvedimenti adottati

I provvedimenti adottati dal Collegio dell'Autorità nel corso del 2021 sono stati complessivamente 639, in aumento di circa il 5% (erano 609 nel 2020); fra questi è possibile annoverare delibere, documenti per la consultazione, memorie, pareri, rapporti, relazioni e segnalazioni.

La figura 12.1 mostra l'andamento della produzione provvedimentoale nel corso dell'anno in esame; si registra una media mensile pari a 53 provvedimenti, con picchi significativi nei mesi di marzo, maggio, novembre e dicembre (rispettivamente 66, 69, 86 e 88 provvedimenti).

FIG. 12.1 Andamento dei provvedimenti adottati dall'Autorità nel 2021

Fonte: ARERA.

Di seguito una rappresentazione più analitica della produzione provvedimento mensile dell'Autorità per l'anno 2021 (Tav. 12.2).

TAV. 12.2 Andamento mensile della produzione provvedimento per l'anno 2021

MACRO-AREE	GEN.	FEB.	MAR.	APR.	MAG.	GIU.	LUG.	AGO.	SET.	OTT.	NOV.	DIC.	TOT.	%
R – Regolazione	19	33	47	18	35	32	27	21	28	33	59	66	418	65,41
E – Enforcement e consumatori	3	2	5	2	8	8	5	2	2	3	5	2	47	7,36
S – Procedimenti sanzionatori	2	4	7	4	17	2	9	5	4	9	10	7	80	12,52
C – Contenzioso e arbitrati	1	4	–	–	–	2	1	1	1	1	1	6	18	2,82
A – Amministrazione	2	1	5	2	6	1	8	1	1	8	6	5	46	7,20
I – Istituzionale	1	1	2	2	3	–	4	3	6	1	5	2	30	4,69
TOTALE	28	45	66	28	69	45	54	33	42	55	86	88	639	100

Fonte: ARERA.

Le macro-aree più rilevanti in termini numerici sono quelle relative alla "Regolazione" (cui sono riconducibili 418 atti, ovvero il 65,4% del totale degli atti adottati dall'Autorità nel corso del 2021) e, a seguire, le macro-aree riguardanti:

- i "Procedimenti sanzionatori" (con 80 atti, ovvero il 12,5% del totale);
- le attività di "Enforcement e consumatori" (con 47 atti, pari al 7,4% della produzione provvedimento);
- l'attività di "Amministrazione" (con 46 atti, pari al 7,2%); e
- l'attività "Istituzionale" (con 30 atti, pari a circa il 4,7% del totale).

In via residuale, si pongono i provvedimenti riconducibili all'attività di "Contenzioso e arbitrati" che sono stati in numero di 18 nel 2021 (2,8%).

Di seguito una rappresentazione che mostra un confronto tra i provvedimenti adottati dall'Autorità nel 2020 e quelli adottati nel 2021, suddivisi per macro-aree di intervento.

TAV. 12.3 *Provvedimenti dell'Autorità adottati negli anni 2020 e 2021, suddivisi per macro-aree di intervento*

TIPOLOGIA	2020		2021	
	NUMERO	QUOTA %	NUMERO	QUOTA %
R – Regolazione	423	69,46	418	65,41
E – Enforcement e consumatori	49	8,05	47	7,36
S – Procedimenti sanzionatori	49	8,05	80	12,52
I – Istituzionale	34	5,58	30	4,69
C – Contenzioso e arbitrati	6	0,99	18	2,82
A – Amministrazione	48	7,88	46	7,20
TOTALE	609	100,00	639	100,00

Fonte: ARERA.

Più in dettaglio, per quanto concerne gli atti di "Regolazione" – rinviando alle relazioni delle singole Direzioni tecniche per l'individuazione delle materie di maggiore interesse sulle quali si è intervenuti – in termini statistici si segnala un costante livello dell'attività provvedimento (418 atti nel 2021 rispetto ai 423 dell'anno precedente), il che conferma la centralità dell'attività di regolazione nell'ambito delle funzioni esercitate dall'Autorità.

In particolare, quanto all'ambito energetico, sono stati adottati 242 provvedimenti di regolazione nel settore dell'energia elettrica, 120 provvedimenti nel settore del gas, 66 provvedimenti intersettoriali, 12 provvedimenti sui temi dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili.

Quanto all'area ambiente, nel 2021 sono stati assunti 92 provvedimenti di regolazione del sistema idrico integrato, 44 provvedimenti per il settore dei rifiuti e 11 provvedimenti per il settore del telecalore.

Aumenta di oltre il 60% il dato relativo ai provvedimenti adottati a conclusione dei procedimenti sanzionatori avviati dall'Autorità, che passano da 49 del 2020 a 80 del 2021. I dati relativi ai raggruppamenti "Enforcement e consumatori" e "Istituzionale", nonché agli atti di "Amministrazione", appaiono nel 2021 sostanzialmente allineati rispetto ai valori osservati nel 2020. In consistente aumento, invece, da 6 atti nel 2020 a 18 atti nel 2021, il numero di provvedimenti riconducibili alla macro-area "Contenzioso e Arbitrati".

Per l'individuazione dei provvedimenti di maggiore interesse nei diversi ambiti, si rimanda alle relazioni delle Direzioni tecniche competenti.

Comunicazione

Il 2021, come l'anno precedente, ha portato l'Autorità a calibrare le proprie scelte di comunicazione con la generale situazione di incertezza legata alla pandemia. La graduale ripresa dei consumi e delle attività economiche,

nella prima metà dell'anno, con i noti effetti sui prezzi del gas e dell'elettricità, ha guidato l'attenzione dei media e – di conseguenza – influenzato le scelte sui contenuti, i pubblici e gli strumenti di comunicazione adottati da ARERA.

La rilevanza delle attività di comunicazione e di informazione (espressamente riconosciuta nella legge istitutiva dell'Autorità, n. 481/1985) è stata rinforzata dalla necessità di definire target e messaggi di volta in volta differenti a seconda delle decisioni assunte dall'Autorità nei confronti dei consumatori, delle imprese, delle famiglie vulnerabili o degli operatori economici più colpiti dagli effetti della pandemia.

Le soluzioni comunicative adottate nel 2021, oltre ad avere seguito gli obiettivi previsti nel Quadro strategico 2019-2021 e nel Piano comunicazione della DCSM, hanno seguito l'emergente necessità di eventi online, di materiali informativi e iniziative per l'illustrazione dei provvedimenti assunti dal Collegio.

L'organizzazione di numerosi e partecipatissimi *webinar* si è alternata ad un'accelerazione di azioni sui *social media*, a un'implementazione della rete intranet e del sito web, alla realizzazione di strumenti grafici per l'illustrazione e la divulgazione di dati complessi.

Memorie e segnalazioni dell'Autorità sono state sempre più frequenti nella parte conclusiva dell'anno. All'impennata dei prezzi, con livelli mai registrati in precedenza, ha corrisposto la richiesta di documenti e valutazioni da parte delle Commissioni parlamentari. Il lavoro di traduzione giornalistica dei provvedimenti ha supportato la scelta strategica di mantenere, nel confuso dibattito mediatico, un profilo tecnico autorevole e affidabile.

Alcuni momenti dell'anno sono stati poi caratterizzati da particolari scadenze regolatorie e da specifici progetti di comunicazione.

Gennaio 2021 ha infatti segnato due inizi particolari: l'entrata in vigore dell'automatismo per il riconoscimento dei bonus sociali elettricità e gas e la fine della tutela di prezzo per le piccole imprese.

Il tema dell'avvio dell'automatismo dei bonus sociali è stato accompagnato da un capillare lavoro di ufficio stampa, con la presenza in tutte le trasmissioni orientate ai consumatori e un'operazione mirata, attraverso testate giornalistiche del mondo cattolico e dell'associazionismo. Pur considerando la complessità della fase di avvio, è stato valorizzato il tangibile successo di avere finalmente ridotto al minimo lo scarto tra gli aventi diritto e gli effettivi richiedenti/percettori.

Il ruolo di accompagnamento giornalistico sui meccanismi di funzionamento dei bonus è stato particolarmente utile nella fase in cui, verso la fine dell'anno, il Governo ha deciso di utilizzare i bonus come forma di protezione delle famiglie vulnerabili a fronte dei continui aumenti del prezzo del gas.

La scadenza della tutela di prezzo per le imprese ha significato anche l'entrata in vigore della regolazione del Servizio a tutele gradualmente deliberato da ARERA.

Il pubblico di riferimento della conseguente azione di comunicazione era composto da piccole imprese e micro-imprese. Per raggiungere questi target senza confondere gli altri pubblici (in particolare i clienti domestici) si

è deciso di puntare su un'azione di comunicazione congiunta con le associazioni di settore e le Camere di commercio, alle quali è stato fornito tutto il materiale informativo e grafico per poter coadiuvare la comunicazione social di ARERA e avviare in parallelo una propria comunicazione *social* e web diretta agli associati. Agli interessati è stato fornito un pacchetto contenente, tra le altre cose, *banner* per i siti web e *card social* (realizzate all'interno della direzione). Inoltre, sono stati realizzati numerosi *tweet*, differenziati per contenuto e grafica e pianificati dal momento della diffusione del comunicato stampa.

In chiusura del mese di aprile si è colta l'occasione della prima ricognizione sui dispositivi di ricarica per le auto elettriche per posizionare ARERA su testate giornalistiche normalmente non frequentate.

L'argomento all'attenzione dell'opinione pubblica (colonnine, bonus auto, sostenibilità, ambiente, ecc.) ha portato ad avere una "lunga coda" online, popolare su Facebook, mediatica su Twitter e Youtube, tecnica e di approfondimento su LinkedIn, generalista e specializzata sulle testate online. Il pubblico di riferimento era composto principalmente da consumatori (possessori attuali o potenziali di veicoli elettrici) e da giornalisti (generalisti e di settore); i mezzi selezionati sono stati, infatti, le testate giornalistiche specialistiche e generaliste (cartacee, web e radiofoniche) e i *social media* ufficiali di ARERA.

Se sul fronte interno il progetto più interessante è stato il supporto alla nascita e all'avvio dell'*Academy* interna, curata dalla DLAC, con la costruzione di pagine dedicate alle fasi di promozione, di svolgimento e di raccolta dei materiali dei corsi di formazione svolti per i dipendenti dell'Autorità, verso l'esterno la fine dell'anno ha segnato l'avvio di due importanti progetti destinati ad essere conclusi nel corso del 2022: la campagna di comunicazione insieme all'Autorità garante per il mercato e la concorrenza contro i *call center* aggressivi e la valorizzazione di tutti gli strumenti di comunicazione destinati ai consumatori. Per questo ultimo obiettivo la DCSM ha avviato, di concerto con la DACU e la DREI, un gruppo di lavoro con Acquirente unico per selezionare le azioni e gli strumenti da adottare per un nuovo posizionamento dello Sportello per il consumatore (e del Servizio conciliazione) e dei portali (Portale Offerte e Portale Consumi).

L'ufficio stampa

Dopo un 2020 in cui l'agenda dei *media* era stata completamente rivoluzionata e dominata dal fenomeno globale della pandemia, anche nel 2021 la dimensione sovranazionale delle notizie ha influito sull'attività di comunicazione verso le testate giornalistiche. Nella prima parte dell'anno, infatti, il tema Covid ha mantenuto la centralità nei palinsesti e negli spazi giornalistici, per poi affiancarsi, col progredire della ripresa economica, al tema sempre più preponderante del "caro energia", che ha visto l'ARERA sempre coinvolta, in modo diretto e indiretto.

I dati che seguiranno dimostrano come l'attività costante di relazione con i giornalisti e la proposizione di oggetti e soggetti per articoli e servizi abbia superato significativamente l'efficacia delle singole azioni dirette, ad esempio della proposizione dei singoli comunicati stampa.

In tutto il periodo, infatti, segnato in particolar modo da "aggiornamenti bollette" delle condizioni di tutela dalle dimensioni straordinarie, è stata portata avanti una precisa strategia di continuo accompagnamento e contatto con le decine di testate giornalistiche (tradizionali e *digital*) che si occupavano del tema "caro energia", con l'obiettivo di non fare risultare come inaspettati gli aumenti e di rendere evidente, anche nel dibattito pubblico, la

necessità di interventi straordinari, anche da parte degli altri attori istituzionali coinvolti, e di azioni finalizzate a fare emergere la complessità dei sistemi e mercati dell'energia, perché fossero chiari i compiti e le responsabilità dei diversi attori istituzionali, con l'ARERA come soggetto attivo nell'individuare soluzioni in un contesto influenzato da fattori nazionali e internazionali.

L'azione dell'ufficio stampa non ha poi tralasciato la diffusione, in modo trasparente e dettagliato, di tutto quello che ha riguardato l'attività di regolazione nei settori di competenza. Ciò ha comportato un'azione integrata tra i differenti canali offerti da un panorama della comunicazione sempre più ampio e differenziato. Da un lato, infatti, si è continuato a rivolgere grande attenzione verso gli strumenti più classici e tradizionali, come gli spazi delle testate cartacee, quotidiane e periodiche, della radio e della televisione, e quelli delle testate web, ancora di fondamentale importanza per gli ampi numeri di pubblico generalista raggiunti. Dall'altro lato si è indirizzata una crescente attenzione ai *social media*, imprimendo un rinnovato forte impulso a tutta la comunicazione online e sviluppando anche i canali *social* dell'Autorità (Twitter, LinkedIn, YouTube e, per il "ilportaleofferte", Facebook).

Da evidenziare, anche nel 2021, l'appuntamento fisso settimanale all'interno del programma di approfondimento di Radio1, "Sportello Italia", con una rubrica *ad hoc* dedicata ai temi della regolazione, con la partecipazione di rappresentanti dell'Autorità.

L'analisi stampa

La *media analysis* stampa per il 2021 (che ha raccolto gli articoli pubblicati sulla stampa cartacea nel periodo gennaio-dicembre 2021) si è basata sui 4.973 articoli che hanno citato l'Autorità, un numero in aumento del 14% rispetto al 2020. I riscontri valutati con *sentiment* positivo sono il 30%, con 1.505 articoli (in leggero calo rispetto al 36% del 2020), mentre sono pressoché in linea quelli valutati come neutri (2.806, ovvero il 55% come l'anno precedente), con il *sentiment* non negativo complessivo (positivi più neutri) che ha raggiunto l'85%, risultando leggermente inferiore rispetto al 2020 (93%).

Anche per ARERA, come detto in premessa, i numeri assoluti di pubblicazione e di lettura risentono significativamente della modifica degli spazi giornalistici indotta dall'emergenza da Covid-19, unitamente alla questione del caro energia, crisi del gas e aumento delle bollette. La *readership* complessiva (dati di lettura delle singole testate rilevati attraverso indagini compiute dall'Audipress), con oltre 937 milioni di contatti, ha registrato un forte aumento (del 28%) rispetto ai 734 milioni di contatti del 2020, superando quindi anche i livelli del 2019. Con riferimento alla *readership*, esattamente la metà dei contatti è stata rilevata dalle testate regionali locali e l'altro 50% dalla stampa nazionale. Per quanto riguarda i settori di interesse dell'Autorità, l'attenzione dei giornalisti della carta stampata vede primeggiare l'elettrico (41% degli articoli), seguito da quello del gas (32%), dal settore ambientale (16%) e dal settore idrico (11%).

Tra gli argomenti trasversali di maggiore visibilità, sono risultati nettamente prevalenti quelli legati a prezzi e tariffe, che hanno totalizzato 3.276 citazioni, poi l'argomento bollette con 2.334 citazioni. Molta rilevanza anche per gli argomenti bonus sociale, transizione energetica e mercato libero.

Nel 2021, in termini quantitativi (numero di articoli), è la presenza sulle testate regionali e locali a fare registrare il maggiore spazio dedicato all'Autorità, con 3.136 articoli, pari al 63% del totale; segue la stampa nazionale con il 37% (1.837 articoli).

Per quanto riguarda le testate web, secondo la *media analysis* 2021 (che ha raccolto gli articoli pubblicati sui principali siti online nel periodo gennaio-dicembre 2021) sono stati registrati 4.088 articoli che hanno citato l'Autorità su circa 31mila uscite che citano ARERA, composte dal 35% di notizie online, portali e aggregatori, 34% di blog, 16% *tweet*, 9% quotidiani e 3% forum.

Il *sentiment* generale è neutro-positivo (rispettivamente 82% e 10,5%). Emerge, inoltre, come i quotidiani creino più *engagement* anche a fronte di minori uscite, mentre notizie online, portali, aggregatori e blog, a parità di numero uscite, abbiano rispettivamente una grande portata con minore *engagement* rispetto ai quotidiani.

I siti che hanno ospitato le maggiori citazioni sono: QuotidianoEnergia (466), IlMessaggero.it (126), IlSole24Ore.com (84), Blastingnews.com (73), Ansa.it (63), IlGiornale.it (59), Repubblica.it (47), Huffingtonpost.it (26), IlFattoQuotidiano.it (24). Il portale che dà maggiore visibilità è MSN.it, con i suoi 203 milioni di portata potenziale; l'articolo con maggiore *engagement* è stato dell'Ansa.it con circa 8mila interazioni (su 232mila totali nell'anno). Per quanto riguarda la *readership* complessiva ottenuta sul web, gli utenti raggiunti sono 1,6 miliardi, per quanto riguarda gli articoli, su un totale di 36,6 miliardi di portata potenziale di tutte le fonti web monitorate che hanno citato ARERA.

L'analisi radio e televisione

La rivoluzione dei palinsesti di radio e TV a seguito dell'emergenza epidemiologica, e il maggior interesse verso tematiche come il caro energia e gli aumenti delle bollette, appaiono evidenti anche nella *media analysis* 2021, che evidenzia un aumento (+70% rispetto al 2020) della presenza dell'Autorità sui canali radiotelevisivi. Sono, infatti, 386 le *clip* degli interventi in cui è stata citata direttamente l'Autorità (contro le 225 nel 2020), 277 delle quali televisive.

Per quanto riguarda il *sentiment* complessivo del 2021, cioè la percezione dell'intervento, il 15% delle citazioni televisive è risultato positivo, mentre il 73% è risultato neutro e il *sentiment* non negativo complessivo (positivi più neutri) si è attestato all'88% (80% l'anno precedente). Nell'insieme, gli ascoltatori raggiunti attraverso gli spazi televisivi (*coverage* complessiva) sono stati oltre 260 milioni, un valore più che raddoppiato rispetto ai 113 milioni del 2020.

La *media analysis* conferma il maggiore spazio riservato all'Autorità sulle reti del servizio pubblico Rai (il 30% del totale, percentuale più bassa rispetto agli altri anni, quindi c'è stata più parcellizzazione) rispetto alle altre reti private, con la prevalenza di Rai 3 e Rai 1, seguite da Canale 5 e da TGcom24.

Per quanto riguarda la radio (109 *clip* di interventi totali), sono Rai-Radio 1 (49) e Radio 24 ad aver citato più spesso l'Autorità. L'analisi delle tematiche più trattate evidenzia come gli argomenti legati a prezzi e tariffe e al caro bollette risultino i più frequenti: il maggior numero di citazioni ha riguardato questa categoria rispetto alle tematiche del mercato o della transizione energetica, coprendo più della metà di tutti gli argomenti affrontati in

televisione. Situazione analoga per quanto riguarda gli spazi radio. All'interno dei temi riguardanti i *consumer*, i più visibili in televisione sono stati gli spazi dedicati ai bonus sociali acqua, luce e gas. Identica situazione per quanto riguarda i temi con più spazi radio, dove però c'è stata una buona rilevanza delle tematiche relative a Portale Offerte, Portale Consumi e Sportello per il consumatore.

I social media

Il 2021 è stato l'anno del consolidamento della presenza di ARERA sui *social media*. Attraverso una "*social media strategy*" sono stati definiti gli obiettivi e gli strumenti per pianificare e coordinare l'attività in modo strutturato, con un posizionamento coerente con quanto definito dalle linee di comunicazione e dal Quadro strategico. È stato adottato un piano editoriale e strategico differenziato in base alle piattaforme utilizzate, che nel 2021 ha prodotto circa 850 contenuti, in linea con il 2020, in particolare focalizzati su informazioni e servizi, attività e iniziative di ARERA, la regolazione, le norme, le novità in ambito energetico e ambientale, la risposta ai principali interrogativi della comunità in merito a temi di competenza dell'Autorità, la diffusione degli interventi e delle partecipazioni del *management*, le iniziative internazionali.

Già a partire dai primi mesi dell'anno, la comunicazione *social* ha visto un consolidamento del proprio ruolo all'interno della linea editoriale stabilita dalla direzione, confermandosi, così, come uno strumento strategico innovativo accanto a quelli più tradizionali dell'ufficio stampa.

Con i suoi *format* peculiari e il linguaggio che la caratterizza, la comunicazione digitale (o *digital storytelling*) ha narrato i provvedimenti di ARERA legati a quelli del Legislatore, in particolare relativamente agli aumenti di elettricità e gas, i bonus sociali automatici, le regole per la ricarica degli autoveicoli elettrici (con un esperimento comunicativo attuato insieme alle testate giornalistiche del settore *automotive*) e il nuovo Servizio a tutele gradual per le piccole imprese obbligate a uscire dal mercato tutelato.

È proseguita l'attività di *employee advocacy*, incoraggiando i dipendenti a seguire gli *account* ufficiali dell'Autorità, a condividerne i contenuti diffusi dai canali *social*, a farsi parte attiva della pubblicazione e approfondimento di specifici aspetti; questo con lo scopo di aumentare lo spirito di appartenenza all'istituzione e il sentirsi "*ambassador*", come da migliori pratiche nazionali e internazionali.

Nel corso dell'anno è stato potenziato in particolare il canale YouTube. In passato la piattaforma era utilizzata da ARERA come mero *repository* di pochi contenuti prettamente tecnici (es. convegni); è stata invece sottoposta a un forte intervento a partire dal 2020, utilizzando tutte le azioni organiche a disposizione del canale: il *renaming* più facile e intuitivo (www.youtube.com/c/ARERAAutoritaRegolazioneEnergiaRetieAmbiente), l'aggiornamento frequente e costante di tutti gli interventi, la creazione di *playlist* tematiche, la *search engine optimization*, la realizzazione e l'utilizzo dei *thumbnail* (miniature immediate e comprensive che spiegano agli *user* i contenuti del video), la diffusione via Facebook, ecc. In un anno, gli iscritti sono aumentati del 40%, arrivando a circa 900 (erano 643 nel 2020), con 77 video pubblicati (120 video nel 2020) e con una riduzione del 30% circa sia del numero delle visualizzazioni sia del tempo di visualizzazione.

Per l'account Twitter (@ARERA_it) ci si è concentrati sulla diffusione dei principali provvedimenti, sugli esiti delle riunioni di collegi, sugli interventi dei componenti del collegio e dei direttori sui *media*, nelle Commissioni parla-

mentari, nei convegni. Nel 2021, anche a fronte di una riduzione dei *tweet* (217), la *reputation* e il consolidamento del *brand* hanno comunque portato a un aumento dei *follower* di circa il 5% (da 11.479 a oltre 12.000). Inoltre, l'attività di ufficio stampa e il numero di uscite (v. Analisi stampa e Analisi web) hanno beneficiato della focalizzazione su target propri di Twitter, come i giornalisti e gli *opinion leader*, che spesso hanno ripreso e pubblicato contenuti diffusi anche solo sulla piattaforma. Alta è stata l'attenzione al monitoraggio di dibattiti, commenti, dichiarazioni e *reaction* in un periodo particolare e di forte stress sui prezzi e di concentrazione su progetti energetici e di sostenibilità.

La pagina aziendale ARERA su LinkedIn (www.linkedin.com/company/arera) nata nel 2019 è rivolta prevalentemente a professionisti, imprese, associazioni, istituzioni, enti e mondo accademico. Nella pagina aziendale vengono pubblicati i video dei seminari, le principali delibere, determine e consultazioni, gli esiti delle riunioni del Collegio, gli appuntamenti e i convegni, bandi e avvisi, *report*, schede e approfondimenti dedicati, coinvolgendo anche il personale di ARERA nella proposizione di temi e condivisione dei *post*. L'insieme di queste attività (circa 170 *post* e condivisioni) ha fatto sì che i *follower* organici superassero i 30.000, con alti tassi di interesse e *click through rate*. Inoltre, l'interazione con i *follower* ha consentito di efficientare il lavoro degli uffici, rispondendo in tempo reale a commenti e richieste di chiarimento degli *stakeholder* (utenti, associazioni, aziende).

Nel 2021 è stata data una maggiore spinta alla pagina vetrina LinkedIn "ARERA for Balkans". L'obiettivo della pagina è di promuovere le attività dell'ARERA nei Balcani e di raggiungere destinatari italiani e stranieri presenti in diversi Paesi. La nascita di una pagina vetrina "affiliata" a quella istituzionale ha consentito da un lato di beneficiare di una maggiore e più rapida visibilità e di una riconosciuta reputazione e credibilità sulla piattaforma, dall'altro di mantenere distinti dalla pagina principale strategie, finalità e target. Questa pagina ha consentito di aggiornare costantemente tutti gli interessati sulle attività del progetto. Con un mix di attività organica e a pagamento e avvalendosi nella seconda parte dell'anno di un'agenzia esterna per la produzione video e grafica, la pagina ha raggiunto circa 500 *follower* selezionati.

Infine, la pagina Facebook di ARERA dedicata al Portale Offerte (www.facebook.com/ilportaleofferte), attivata nel 2019 in concomitanza con la relativa campagna pubblicitaria, è servita anche nel 2021 per rilanciare la medesima campagna televisiva di nuovo *on air* sulle reti Rai e per dare suggerimenti e informazioni agli utenti sul mercato tutelato e su quello libero. I *follower* si sono stabilizzati a circa 2.800, con un leggero miglioramento rispetto al 2020.

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.

Il 2021 ha portato naturalmente a rendere digitali tutte le formule normalmente utilizzate. Convegni, seminari, *workshop*, tavoli di lavoro, incontri con gli *stakeholder*, nonché le audizioni periodiche e la presentazione della *Relazione Annuale* dell'Autorità alle due Camere parlamentari e al Governo, si sono svolte in *streaming*, con un notevole impegno progettuale e realizzativo nell'uso delle piattaforme più adatte.

Il risultato è stato entusiasmante, in termini di partecipazione. I numeri di ciascun evento sono riscontrabili nel sito dell'Autorità.

Ha funzionato il *format* definito dalla DCSM per gestire tutte le operazioni di iscrizione, il cerimoniale, i prodotti promozionali, editoriali e multimediali collegati a ogni singolo evento.

La Direzione Comunicazione, già nell'anno 2020, si era impegnata a garantire lo svolgimento dei seminari anche dopo il subentro dell'emergenza sanitaria, gestendone l'organizzazione attraverso la realizzazione di *format* online (*webinar*, dirette in *streaming*), che si sono rivelati uno strumento valido ed efficace, che ha consentito l'ampliamento della platea dei partecipanti.

Di seguito si riportano i principali eventi organizzati e promossi dall'Autorità nel corso del 2021:

- il seminario "Acqua: i dati ARERA su qualità contrattuale delle gestioni" (*webinar*, 24 marzo), organizzato in collaborazione con REF Ricerche, in cui sono stati illustrati i dati attraverso strumenti interattivi di *infodata journalism* (grafiche, illustrazioni, accompagnate da testi), al fine di renderli fruibili a un ampio pubblico di *stakeholder*. Tabelle, mappe e grafici integrati permettono infatti di visualizzare le *performance* di qualità contrattuale delle singole gestioni idriche italiane, confermando l'impegno dell'Autorità nel fornire ai consumatori strumenti di trasparenza e di analisi comparativa;
- il seminario "Riassetto dell'attività di misura del gas nei punti di entrata e uscita della rete di trasporto" (*webinar*, 7 giugno), in cui si è tenuta una sessione pubblica di presentazione del documento per la consultazione 22 aprile 2021, 167/2021/R/gas, recante gli orientamenti finali dell'Autorità in materia di riassetto dell'attività di misura del gas nei punti di entrata e uscita della rete di trasporto, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 23 febbraio 2017, 82/2017/R/gas;
- il seminario "MTR-2: la nuova regolazione tariffaria dei rifiuti per il periodo 2022-2025" (*webinar*, 4 luglio) sulla nuova regolazione tariffaria dei rifiuti per il periodo 2022-2025, che ha fornito l'occasione per svolgere approfondimenti su una serie di profili di rilievo per la definizione delle regole applicabili nel prossimo quadriennio;
- il seminario "Criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito nei settori elettrico e gas nel secondo periodo di regolazione che si avvia dal 1° gennaio 2022 (II PWACC)" (*webinar*, 15 ottobre), in cui si è affrontato l'approfondimento del documento per la consultazione 15 luglio 2021, 308/2021/R/com, recante i "Criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per le regolazioni infrastrutturali dei settori elettrico e gas nel secondo periodo di regolazione (II PWACC)";
- le audizioni periodiche: nei giorni 22 e 24 novembre si sono svolte online le audizioni periodiche ARERA ai sensi del regolamento dell'Autorità (delibera 11 dicembre 2014, 603/2014/A); le audizioni sono state finalizzate alla raccolta di osservazioni e proposte da parte degli *stakeholder* sul documento di consultazione 465/2021/A, recante il Quadro strategico 2022-2025.

La Direzione Comunicazione ha supportato lo svolgimento degli incontri dell'Osservatorio permanente della regolazione energetica, idrica e del teleriscaldamento che hanno trattato i seguenti argomenti:

- "Comunità energetiche e autoconsumo collettivo" (incontro online, 21 aprile);
- "Il teleriscaldamento sostenibile e flessibile" (incontro online, 3 novembre).

Per un maggiore dettaglio sugli incontri dell'Osservatorio, si veda il paragrafo "Accountability, trasparenza e anticorruzione" al Capitolo 2 del presente Volume.

Merita attenzione la cerimonia per la presentazione, al Parlamento e al Governo, della *Relazione Annuale* sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, che nel 2021 si è tenuta il 24 settembre presso la Sala della Regina della Camera dei deputati.

Per la seconda volta di fronte a un numero ristretto di cariche istituzionali, presso la Sala della Regina, la presentazione è stata seguita anche via *streaming* sui canali istituzionali web e *social* della Camera e dell'Autorità, oltre che in diretta televisiva sul TG di Rai 2 che per l'occasione ha potuto avere in studio Giovanni Valotti, Professore ordinario del Dipartimento di scienze sociali e politiche dell'Università di Milano Luigi Bocconi.

I due Volumi della *Relazione Annuale*, una sintesi e il testo del discorso del Presidente, hanno costituito il riferimento fondamentale della presentazione.

Il sito web istituzionale

Nel corso del 2021, nel sito istituzionale dell'Autorità (www.arera.it) sono state realizzate nuove sezioni dedicate a temi di attualità, valorizzate anche da *banner* nella *home page*.

Una nuova sezione navigabile è stata progettata per il Quadro strategico 2022-2025 con la presentazione degli indirizzi strategici futuri, mentre veniva completata la Rendicontazione Quadro strategico 2019-2021, con collegamenti tra i singoli obiettivi e i risultati.

È stato pubblicato in formato completamente navigabile anche il Rapporto sul monitoraggio *retail* e conseguentemente è stata notevolmente ampliata la sezione di dati e grafici a corredo del Rapporto stesso.

È stata realizzata una nuova sezione "Articoli e interviste" in cui sono riportati gli interventi rilevanti del Collegio sulla stampa.

Per il target operatori è stata implementata una pagina sui Codici di rete europei mercato elettrico con informazioni sul processo di approvazione delle metodologie che attuano i regolamenti e i codici di rete europei, con gli atti dell'Autorità deliberati.

Per accompagnare le esigenze di approfondimento degli operatori dei vari settori, inoltre, sono state riprogettate pagine specifiche sul Massimario, sui bonus sociali, sui veicoli elettrici, sulle Isole minori non interconnesse, sul Servizio a tutele gradualità, sul Servizio conciliazione e sullo Sportello per il consumatore, a seguito dell'attivazione del servizio anche per il settore del telecalore.

Per i consumatori è stata progettata una nuova sezione per il settore del telecalore con informazioni coordinate con quelle degli altri settori.

Sono inoltre state realizzate pagine di informazioni per i settori regolati in lingua inglese, in linea con quanto realizzato per lo sportello online della Commissione europea "Your Europe".

Riguardo all'Atlante per i consumatori, sono stati rinnovati e semplificati i menù nel settore elettricità, gas e acqua, aggiornando e razionalizzando le domande più consultate sul sito.

Sono state infine pubblicate "infografiche navigabili" sui Dati di qualità contrattuale del sistema idrico, con l'obiettivo di favorire il confronto tra i diversi gestori e contribuire alla trasparenza delle informazioni verso i consumatori.

Il sito dell'Autorità, nel corso del 2021, è stato visitato da oltre 2 milioni di utenti unici, che hanno effettuato 4,8 milioni di sessioni, con più di 16 milioni di pagine visitate. Più della metà delle visite proviene da risultati visualizzati dai motori di ricerca (*organic search*) mentre circa un 10% proviene da link su siti esterni. Aumenta la percentuale di utenti che utilizza dispositivi mobili per accedere al sito, ma l'accesso da *desktop* resta predominante (75%).

La sezione del sito che registra più accessi è quella che consente la ricerca degli operatori/gestori dei settori regolati su base territoriale, per attività o per ragione sociale (circa il 25% delle visualizzazioni di pagina totali). Le visite di consumatori e utenti finali si concentrano sulle pagine relative ai prezzi, ai bonus e agli altri servizi dedicati, quali il Portale Offerte e lo Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Il sito "Atlante per il consumatore" (www.arera.it/atlante), una guida in forma di domande e risposte per i consumatori e gli utenti dei settori dell'energia elettrica, del gas, dell'acqua e dei rifiuti, conta una media di 700 sessioni giornaliere. La maggior parte dei visitatori (76%) arriva alle pagine dell'Atlante da una ricerca effettuata in rete. Le pagine maggiormente visitate risultano quelle che hanno come oggetto la morosità e la possibilità di rateizzare i costi della bolletta, oltre a quelle che informano su particolari aspetti della gestione delle forniture da parte del cittadino, quali la voltura o altre modifiche contrattuali, con particolare riguardo a quella dell'energia elettrica.

Le visite al sito "Come leggere la bolletta" (bolletta.arera.it/bolletta20) e si concentrano soprattutto sulla "Guida alle voci di spesa". In questo caso circa un quarto degli utenti viene acquisito da link presenti sui siti degli operatori (dati Google Analytics).

Comunicazione tecnica

Per comunicare correttamente e in modo tempestivo i contenuti dei propri provvedimenti, caratterizzati da elementi tecnici spesso anche molto complicati, dal 2014 l'Autorità pubblica sul proprio sito internet – contestualmente alle principali delibere – le c.d. "schede tecniche".

Si tratta di documenti divulgativi che utilizzano un linguaggio semplificato, seppure rigoroso, in modo da permettere una corretta comprensione, anche da parte di un pubblico non specializzato, dei principali provvedimenti di carattere generale adottati in tema di energia e di ambiente (rimangono, pertanto, esclusi i provvedimenti relativi ai procedimenti individuali, agli atti amministrativi interni all'Autorità e agli atti consultivi nei confronti del Parlamento e del Governo).

Nel 2021 le schede tecniche realizzate sono state 27; tra i principali fruitori si annoverano i giornalisti, specializzati e non, che le considerano utili ausili per la redazione dei propri articoli.

Biblioteca

L'Autorità ha costituito fin dall'inizio delle sue attività una biblioteca specializzata nei settori oggetto di regolazione e, di anno in anno, ha progressivamente ampliato e informatizzato il proprio patrimonio bibliotecario.

Il persistere dell'emergenza epidemiologica da Covid-19, che ha comportato, anche nel 2021, il ricorso diffuso al lavoro da remoto, ha fornito un ulteriore impulso alla digitalizzazione della documentazione. Il vantaggio è stato duplice: una maggiore fruibilità da parte dei dipendenti, tramite il collegamento diretto da PC, e un significativo risparmio economico.

Attualmente sono catalogate presso la biblioteca dell'Autorità 86 riviste web e sono in dotazione 19 banche dati in ambito economico, statistico e giuridico. Con riferimento a queste ultime, per migliorarne l'utilizzo da parte dei dipendenti, sono stati organizzati nel corso dell'anno, su iniziativa della responsabile del servizio, alcuni *webinar* di formazione.

Attualmente la biblioteca, tra documentazione cartacea e digitale, possiede 5.000 titoli, comprensivi di monografie, periodici e letteratura varia. Sono, inoltre, consultabili, su carta o online, 102 riviste di carattere giuridico-economico, tutte relative ai campi di interesse dell'Autorità.

La biblioteca è collegata al circuito ESSPER, il cui servizio di *document delivery* consente di ampliare la consultazione del patrimonio documentario, mettendo a disposizione una banca dati di spoglio costituita da più di 1.070 titoli italiani.

Risorse umane

A seguito delle disposizioni di cui all'art. 1, comma 347, della legge n. 30 dicembre 2018, n. 145 (c.d. legge di bilancio 2019) e della relativa stabilizzazione, la pianta organica dell'Autorità è stata rideterminata con la delibera 27 luglio 2021, 330/2021/A. L'Autorità può contare su una pianta organica di 235 unità di personale di ruolo e, all'esito del processo di stabilizzazione, di 20 unità di personale a tempo determinato.

Al 31 dicembre 2021 erano in servizio 214 dipendenti di ruolo (16 dei quali dirigenti, 150 funzionari, 45 operativi, 3 esecutivi), 15 dipendenti con contratto a tempo determinato e 14 unità acquisite in comando, distacco o fuori ruolo da altre amministrazioni pubbliche. L'Autorità può contare, per le verifiche ispettive, anche sulla collaborazione di personale dalla Guardia di Finanza in disponibilità di impiego nell'ambito di uno specifico Protocollo d'intesa. Il personale dipendente ha un'età media di poco superiore ai 48 anni; oltre il 90% è laureato.

TAV. 12.4 *Personale di ruolo dell'Autorità in servizio al 31 dicembre 2021*

CARRIERA	NUMERO DI UNITÀ
Dirigenti	16
Funzionari	150
Operativi	45
Esecutivi	3
TOTALE	214

Fonte: ARERA.

TAV. 12.5 *Composizione del personale in servizio al 31 dicembre 2021 per tipo di contratto e qualifica*

QUALIFICHE	RUOLO	TEMPO DETERMINATO	COMANDI, DISTACCHI E FUORI RUOLO
Dirigenti	16	7 ^(A)	1
Funzionari	150	4	11
Operativi	45	4	1
Esecutivi	3	0	1
TOTALE	214	15 ^(A)	14

(A) È conteggiato anche un dirigente in aspettativa.

Fonte: ARERA.

Nella tavola 12.6 viene riportata la retribuzione annua lorda, in euro, con riferimento al livello base di ciascuna qualifica. Le tabelle stipendiali sono aggiornate al 1° gennaio 2019 sulla base del trattamento dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato. L'Autorità applica ai Componenti del Collegio e ai dirigenti apicali, a decorrere dal 1° maggio 2014, il tetto massimo retributivo di 240.000 euro annui, al lordo dei contributi e degli oneri fiscali a carico del dipendente.

TAV. 12.6 *Retribuzione annua lorda (in euro) per carriera e grado al 31 dicembre 2021*

DIRIGENTI		FUNZIONARI		IMPIEGATI		ESECUTIVI	
Direttore generale	205.410,75	Primo funzionario	113.996,19	Impiegato	63.409,24	–	–
Direttore centrale	187.040,34	Funzionario I	88.938,43	Coadiutore	53.383,26	Commesso capo	48.540,56
Direttore	149.671,83	Funzionario II	70.076,27	Aggiunto	41.794,99	Commesso	36.817,50
Direttore aggiunto	134.154,67	Funzionario III	59.942,82	Applicato	37.498,13	–	–

Fonte: ARERA.

L'anno 2021 ha visto innanzitutto la stabilizzazione, ai sensi della citata legge n. 145/2018, di 5 unità di personale, già impegnate con contratti a tempo determinato e immesse in ruolo dal 1° luglio 2021.

Nel corso dell'anno si è proceduto al consolidamento della struttura dell'Autorità, tramite procedure concorsuali e selettive che hanno condotto all'assunzione di 9 risorse di ruolo e 10 risorse a tempo determinato.

Nell'ambito delle relazioni sindacali, si è dettata una disciplina immediatamente applicabile in materia disciplinare, così superando la previgente disciplina e le sue criticità, dandosi piena certezza e azionabilità al potere datoriale di controllo e sanzione.

Inoltre, si sono definite nuove modalità di svolgimento della prestazione di lavoro, anche muovendo dalle esperienze maturate in ragione dell'emergenza pandemica da Covid-19. Nell'ottobre del 2021 il tavolo negoziale ha infatti disposto il superamento dell'istituto del telelavoro in favore di forme ibride di prestazione lavorativa. Telelavoro che, comunque, nelle sue declinazioni (telelavoro diffuso e strutturato) ha consentito anche nel corso del 2021 di continuare ad affrontare efficacemente e senza ricadute negative in termini di produttività la situazione di emergenza epidemiologica.

L'Autorità collabora con diverse Università per la realizzazione di attività di comune interesse legate alla didattica, alla formazione e alla ricerca nei settori dell'energia elettrica, del gas, dell'acqua, del telecalore, nonché del ciclo dei rifiuti. Sono 10 le convenzioni attive con le Università e, in questo quadro, 6 gli assegni di ricerca finanziati nel 2020.

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)

	2020	2021
ENTRATE DELLA GESTIONE	68,95	66,03
Contributo a carico dei soggetti regolati	67,14	58,83
Altre entrate	1,81	7,20
SPESE DELLA GESTIONE	(60,38)	(64,33)
Spese correnti	(59,89)	(64,12)
– Personale in servizio (retribuzioni lorde, contributi carico ente, mensa ecc.)	(35,96)	(37,23)
– Imposte e tasse a carico dell'ente	(2,36)	(2,49)
– Acquisto di beni e servizi	(12,42)	(14,45)
– Rimborsi e poste correttive delle entrate	(2,12)	(1,41)
– Altre spese correnti	(1,45)	(2,96)
Trasferimenti al bilancio dello Stato e ad altre pubbliche amministrazioni	(5,58)	(5,58)
Spese in conto capitale	(0,49)	(0,21)
Variazione dei residui attivi	(0,01)	(0,00)
Variazione dei residui passivi	0,22	0,56
AVANZO DELL'ESERCIZIO PRIMA DEGLI ACCANTONAMENTI	8,78	2,26

Fonte: ARERA.

L'Autorità si è rigorosamente attenuta alle disposizioni in materia di riduzioni della spesa poste a carico di determinate amministrazioni pubbliche (si vedano il decreto legge n. 31 maggio 2010, n. 78, come convertito dalla legge n. 30 luglio 2010, n. 122; il decreto legge n. 6 luglio 2012, n. 95, come convertito dalla legge n. 7 agosto 2012, n. 135; il decreto legge n. 24 aprile 2014, n. 66, come convertito dalla legge n. 23 giugno 2014, n. 89; il decreto legge n. 24 giugno 2014, n. 90, come convertito dalla legge n. 11 agosto 2014, n. 114; da ultima, la legge n. 27 dicembre 2019, n. 160). Nel corso dell'esercizio 2021, la somma versata al bilancio dello Stato è risultata di circa 5,5 milioni di euro.

L'Autorità non grava, in modo diretto o indiretto, sul bilancio dello Stato. Ai suoi oneri di funzionamento si provvede mediante un contributo versato dai soggetti operanti nei settori regolati. Tale contributo, in base alla legge istitutiva, può raggiungere al massimo l'1% dei ricavi. L'Autorità ogni anno propone alla Presidenza del Consiglio dei ministri lo spettro delle aliquote contributive relative all'anno in corso. Per l'anno 2021, su proposta dell'Autorità, sono state, mantenute (già ridotte per 2 anni consecutivi nel 2018 e nel 2019) le aliquote contributive a carico dei soggetti regolati per il settore dell'energia elettrica e del gas (fissata allo 0,31% dei ricavi, oltre a un contributo aggiuntivo pari allo 0,02% dei ricavi richiesto ai soggetti che svolgono attività infrastrutturali a tariffa, pur nella consapevolezza di un previsto minor gettito causato dalla situazione sanitaria che ha generato minori ricavi nei bilanci degli operatori del settore). 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%).

Nel 2021 il gettito derivante dal versamento del contributo, confrontato con l'esercizio precedente, ha subito una diminuzione di circa 8,31 milioni di euro.

La principale voce sul versante delle uscite dell'Autorità è naturalmente rappresentata dalle spese per il personale, che hanno raggiunto, nel 2021, i 37,23 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 n. 6 dicembre 2011, n. 201, come convertito dalla legge n. 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 n. 24 aprile 2014, n. 66, come convertito dalla legge n. 23 giugno 2014, n. 89.

L'Autorità esternalizza alcuni servizi strumentali, mediante le ordinarie procedure di affidamento previste dalla vigente normativa in materia. Le procedure sono espletate utilizzando gli strumenti di negoziazione messi a disposizione da Consip. L'Autorità si avvale, inoltre, di collaborazioni previste dalle norme e dai regolamenti (Collegio dei revisori, Nucleo di valutazione, Consiglieri giuridici). La spesa complessiva per l'acquisto di beni e servizi è risultata in rialzo dopo tre esercizi consecutivi in diminuzione, in ragione esclusiva dell'aumento delle spese di natura informatica necessarie per la gestione dell'attività istituzionale dell'Autorità anche in ragione della sopravvenuta emergenza sanitaria.

Le spese in conto capitale (0,21 milioni di euro) sono state sostenute per l'acquisto di attrezzature informatiche, impianti, materiale bibliografico e per lavori relativi alla nuova sede di Milano, acquistata nel 2015 sulla base di quanto consentito dall'art. 22 del decreto legge n. 24 giugno 2014, n. 90, come convertito dalla legge n. 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 9,30 milioni di euro.

Raccolte dati e strumenti informatici

La raccolta dei dati da parte dei soggetti regolati costituisce la base essenziale per tutte le attività di regolazione e vigilanza proprie dell'Autorità.

Al 31 dicembre 2021 erano attive più di 120 raccolte dati con finalità, complessità e obiettivi diversi, che andavano dalla gestione delle anagrafiche degli operatori a quella del contributo di funzionamento proprio dell'Autorità, fino alle raccolte di dati economici e di bilancio e a quelle dei dati necessari per la determinazione delle tariffe dei servizi regolati e per il monitoraggio della qualità dei servizi.

Per la predisposizione di basi di dati adeguate alla successiva analisi ed elaborazione da parte del personale dell'Autorità, è stato implementato un sistema di gestione delle raccolte dati evoluto e flessibile, in grado di soddisfare i requisiti di efficienza, complessità e gestione che nel corso degli anni si sono progressivamente manifestati al crescere delle responsabilità regolatorie (e, conseguentemente, delle esigenze di raccolta dei dati) in carico ad ARERA.

Inoltre, l'Autorità negli ultimi anni ha investito nell'acquisizione della piattaforma SAS, leader di mercato nel campo dell'analisi e della reportistica sui grandi moli di dati, con l'obiettivo specifico di rendere disponibile una soluzione potente, versatile e centralizzata per supportare esigenze di elaborazione dei dati sempre più evolute e complesse.

Smart working e lavoro agile

Negli ultimi anni è emersa in maniera sempre più evidente, anche grazie alla disponibilità di dispositivi personali evoluti, l'esigenza di poter svolgere il proprio lavoro con le medesime modalità a prescindere dal luogo in cui ci si trova e dallo strumento con il quale si accede ai servizi informatici.

In questo senso ARERA ha avviato, a partire dal 2018, un progetto pluriennale di ammodernamento volto a garantire sia la fruibilità dei servizi informatici da qualsiasi dispositivo (PC, tablet, cellulari ecc.), assicurando coerenza di funzionalità e di *user experience*, sia l'indipendenza tra fruibilità dell'informazione e disponibilità degli strumenti informatici, al fine di permettere agli utenti di lavorare anche usando dispositivi personali o pubblici, garantendo al contempo la sicurezza e la riservatezza delle informazioni nel rispetto delle normative vigenti.

Dal punto di vista dell'ottimizzazione dei processi dell'Autorità (e del relativo incremento di efficienza che ne consegue), è stato seguito un approccio fortemente incentrato sulla condivisione delle informazioni, anche grazie a strumenti di *office automation* basati sul *cloud*, che implementa una logica collaborativa nelle attività di preparazione, redazione e verifica di documenti e studi, nonché una pianificazione efficiente delle attività dei singoli Uffici.

A questo fine è stata introdotta un'infrastruttura di *Enterprise Content Management* (ECM) che consente di orientare la gestione documentale in Autorità in un contesto di dematerializzazione e ottimizzazione dei flussi informativi/documentali che, tra le altre cose, prevede una gestione integrata dei processi documentali che permette un ciclo di vita dei documenti condiviso dalle varie applicazioni, controllato e affidabile in tutte le sue fasi, dall'acquisizione alla conservazione.

**Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente**

Relazione annuale sullo stato dei servizi
e sull'attività svolta

Redazione

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Comunicazione Specialistica e Mass Media

Piazza Cavour 5, 20121 Milano
Tel. 02 655 651
e-mail: info@arera.it

Maggioli Editore

Impaginazione e grafica

AB Comunicazioni

Stampa

Maggioli Editore



